Office national de l'énergie
Rapport annuel 1988

ERRATA

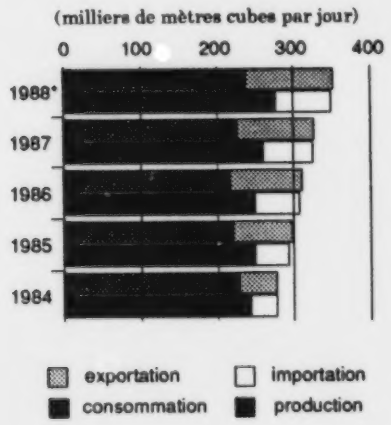
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

RAPPORT ANNUEL 1988

Figure 3, page 8 - Pétrole brut et équivalents - Canada
Approvisionnements et utilisation

doit apparaître comme suite:

Figure 3
Pétrole brut et équivalents – Canada
Approvisionnement et utilisation



* Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 2

Figure 22, page 47 - Sociétés pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie (carte)

Dans la légende, "Gazoducs proposés" et "Autorisés aux termes de certificats mais non construits" doivent être inversés.

NOTE: Gazoduc TQM est l'appellation commerciale de la société. Sa dénomination sociale demeure Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Office national de l'énergie

Le 31 mars 1989

L'honorable Jake Epp, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice ayant pris fin le 31 décembre 1988, conformément aux dispositions de l'article 133 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* Statuts révisés du Canada, 1985, chapitre N-7.

Veuillez recevoir, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma très haute considération.

Le Président,

R. Priddle

Profil de l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est une cour fédérale de réglementation créée par une loi du Parlement le 2 novembre 1959. Au cours des 29 dernières années, il a joué un rôle important dans le développement du secteur énergétique au Canada.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office délivre des licences d'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, accorde des certificats visant les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes internationales et interprovinciales désignées de transport d'électricité, et établit les droits et tarifs concernant les oléoducs et les gazoducs de compétence fédérale.

La *Loi* exige également que l'Office suive la situation de l'approvisionnement en ce qui a trait à tous les principaux produits énergétiques au Canada, particulièrement l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les sous-produits de ces hydrocarbures; il doit aussi se tenir au fait de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*. En outre, le ministre du Travail a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer la Partie IV du *Code canadien du travail*.

Administration centrale:

Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5

(613) 998-7204

Bureau de Calgary:

Office national de l'énergie
4500, 16e avenue N.-O.
Calgary (Alberta)
T3B 0M6

(403) 292-6700

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1989

N° de catalogue NE1-1988F
ISBN 0-662-95353-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux languages officielles.

On peut se procurer ce rapport et les rapports mentionnés à l'endos, sur demande, au:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa, (Canada)
K1A 0E5

(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies of this report and others listed at the back of this report are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5

(613) 998-7204

Printed in Canada

Table des matières

2 ***Message du Président***

6 ***Évolution de la situation énergétique***
8 Pétrole brut et produits pétroliers
12 Gaz naturel
14 Électricité
17 Activités d'exploration et réserves dans les domaines du pétrole et du gaz naturel

20 ***L'année en bref***

22 ***Activités de l'Office***
22 Audiences et enquêtes
37 Autres activités

62 ***Loi et réglements***

68 ***Organisation***

74 ***Fonctions et responsabilités***

80 ***Motifs de décision et autres grands rapports publiés en 1988***

82 ***Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie***

84 ***Tableau de conversion au système métrique***

Annexes

Renumérotation des articles de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Les Statuts révisés du Canada, 1985 sont entrés en vigueur le 12 décembre 1988 et comprennent tous les statuts fédéraux et leurs modifications jusqu'au 31 décembre 1984. Aucun changement significatif n'a touché la teneur de la Loi sur l'Office national de l'énergie, mais des changements importants ont été apportés à la numérotation des articles. Dans le présent rapport, les références aux articles de la Loi sont indiquées à l'aide de la nouvelle numérotation, les anciens numéros apparaissant entre parenthèses.

Lettre du président

L'Office a été aussi actif que productif en 1988.

L'Office a approuvé l'exportation de nouvelles quantités importantes d'électricité; il a utilisé ses nouvelles méthodes axées sur les conditions du marché dans l'examen de deux nouvelles demandes visant l'exportation d'importants volumes de gaz; il a délivré un certificat visant un vaste prolongement de gazoduc, ce qu'il n'avait pas fait depuis quelques années, et il a continué de consacrer beaucoup d'efforts à la modification des droits de transport pipelinier. L'Office a également publié le rapport biennal "Offre et demande d'énergie au Canada", lequel est préparé par son personnel et est le principal rapport d'étude dans le domaine, ainsi qu'un nouveau rapport volumineux sur l'évaluation du marché du gaz naturel canadien.

Le marché interprovincial du gaz est désormais considérablement déréglementé, en partie grâce à des décisions de l'Office concernant l'accès aux services pipeliniers et les droits.

Peu de temps après la fin de l'année, l'Office a peut-être franchi la dernière grande étape de la déréglementation lorsqu'il a annoncé la décision prise au terme de la première phase de l'audience sur les droits de TransCanada, en 1988. Cette décision, qui porte principalement sur des questions relatives à la conception des droits et aux tarifs et qui entrera en vigueur le 1er novembre 1989, autorisera les distributeurs de gaz approvisionnés par TransCanada à effectuer des autosubstitutions; l'Office met ainsi fin à trois années d'interdiction. La suppression de cette interdiction garantira aux distributeurs l'égalité d'accès aux services de transport pipelinier de TransCanada. L'Office est d'avis que le libre accès aux pipelines est un élément essentiel de la déréglementation du marché interprovincial du gaz.

Au cours de l'année, l'Office a accordé une grande attention aux exportations de gaz, en l'occurrence à l'approbation d'accroissements de la capacité pipelinière et à de nouvelles licences d'exportation. Cette activité témoigne de la confiance que l'industrie canadienne place dans l'avenir de ses marchés d'exportation et de sa capacité d'approvisionner sa clientèle extérieure. Notons que les exportateurs de gaz ont connu une année

record en 1988, le total des volumes exportés au cours de l'année ayant surpassé de 25 % le sommet antérieur.

La demande élevée persistente enregistrée sur le marché intérieur et l'accroissement des ventes à l'exportation ont eu pour effet, à quelques exceptions près, de faire fonctionner presque à pleine capacité les réseaux de gazoducs du Canada.

L'Office s'attend à ce que, au cours des deux prochaines années, l'industrie lui demande l'autorisation d'agrandir considérablement ses réseaux de gazoducs et de lui délivrer les licences d'exportation correspondantes. Ces projets seront vraisemblablement examinés soigneusement, étant donné les fortes dépenses en capital en cause et l'effet que ces agrandissements pourraient avoir sur les droits et sur les intérêts des payeurs de droits.

En 1988, l'Office n'a approuvé qu'un seul grand projet d'agrandissement d'oléoduc, à la demande de Trans Mountain Pipe Line, pour que celle-ci puisse expédier davantage de pétrole brut lourd vers les marchés en bordure du Pacifique. La principale question abordée au cours de l'audience portait sur les préoccupations d'ordre environnemental soulevées par les résidents de Burnaby, où des installations terminales supplémentaires seront construites.

L'Office est conscient de ses responsabilités dans le domaine de la protection de l'environnement. Je crois qu'il affiche un excellent rendement à ce chapitre, car aucun problème survenu dans ses champs de compétence n'a persisté, les incidents rapportés ont été réglés promptement et l'Office accorde aux facteurs environnementaux toute l'attention qui leur est due lorsqu'il traite les demandes relatives à des pipelines, à des lignes de transport d'électricité et à l'exportation d'énergie. L'ONE a néanmoins décidé de donner un nouvel élan à son activité dans ce domaine. À titre d'exemples, il sera à l'affût des projets de règlements d'autres administrations et des effets qu'ils pourraient avoir sur son activité; il étudiera les répercussions environnementales qu'annoncent ses prévisions de l'offre et de la demande d'énergie et il en fera rapport; dans le domaine de l'environnement, il entretiendra davantage de relations avec l'industrie réglementée, l'exemple le plus récent étant le répertoriage et le contrôle des dépôts de BPC; de plus, il accordera une grande attention aux aspects environnementaux exposés dans le rapport Kierans, intitulé "Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXIe siècle", ce qui consistera entre autres à mieux comprendre les retombées du principe du "développement soutenable" sur son activité.

Les modifications apportées à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par suite de l'adoption de la loi sur le libre-échange, à la fin de l'année, ont soulevé la controverse au sein du public. À présent que la loi a été modifiée, il incombe à l'Office d'interpréter ces

modifications, surtout dans le cadre des audiences publiques portant sur des demandes de licences d'exportation d'énergie. Comme pour les autres aspects de l'exercice de ses responsabilités en matière de réglementation, l'Office arrêtera ses décisions en tenant compte des preuves qui lui seront faites et en fonction de sa responsabilité générale de servir l'intérêt du public canadien.

Un autre changement important survenu en 1988 a eu trait à l'allégement de la réglementation sur les exportations d'électricité. En septembre, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a émis un énoncé de principe qui engendrera vraisemblablement de nouvelles modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Dans l'intervalle, l'Office a décidé de modifier ses processus dans le sens de la nouvelle politique, dans la mesure où la loi le lui permet. L'énoncé de principe ne pourra toutefois se concrétiser intégralement que lorsque cette loi aura été modifiée en conséquence.

En 1988, l'Office a poursuivi ses efforts en vue d'améliorer ses processus d'audience, avec la collaboration des parties intéressées. Il a délimité plus amplement ce qui selon lui pourrait être amélioré. Il est conscient du coût des audiences publiques et sait que celles-ci ne sont pas une fin en soi, mais bien un moyen de parvenir à "la réglementation efficiente dans l'intérêt du public". En octobre, il a fait connaître publiquement sa position au sujet des propositions que des parties intéressées lui ont faites pour qu'il améliore son processus de réglementation. Il a pour la première fois accepté d'étudier, dans certaines circonstances, les règlements par voie de négociations lorsque de tels règlements lui seraient soumis par les parties à des audiences portant sur des droits. Il a laissé savoir qu'il aimerait essayer de tenir d'importantes audiences sur les droits tous les deux ans au lieu d'une fois l'an. C'est pour cette raison que la décision prise récemment à l'égard de tarifs de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. porte sur les tarifs prévus pour 1989 et 1990. Les audiences publiques continueront toutefois d'occuper considérablement l'Office, et la possibilité de les améliorer davantage dépendra en grande partie de la bonne volonté et de la collaboration des demandeurs et des intervenants prenant part aux audiences. De nombreuses autres améliorations sont encore possibles, et j'espère que nous pourrons en effectuer quelques-unes en 1989.

C'est également dans le but d'améliorer son processus de réglementation que l'Office a, en 1988, pris de nouveaux règlements sur les pipelines terrestres et sur les croisements des pipelines et des lignes de transport d'énergie par des services publics. L'Office et l'industrie disposent désormais de règlements plus simples qui ne cesseront pas pour autant de bien protéger l'intérêt du public. Le *Règlement sur les croisements* est fondé sur le principe voulant que les

sociétés pipelinières et les contractants en cause jouissent d'une plus grande souplesse. L'Office continuera de tenir des audiences et d'effectuer des inspections pour s'assurer de la sécurité publique.

À la fin de l'année, l'Office comptait huit membres permanents et deux membres temporaires. M. Jacques Farmer, de Montréal (Québec), a pris sa retraite en avril, après s'être distingué à divers postes durant 14 ans à l'Office. En septembre, MM. David B. Smith, de Priddis (Alberta), et Kenneth W. Vollman, de Luseland (Saskatchewan), ont été nommés membres temporaires de l'Office pour trois ans et un an respectivement. En novembre, M. John R. Jenkins, de Medecine Hat (Alberta), est redevenu membre, pour une période d'un an.

L'Office a pu, encore une fois, compter sur les excellents services de son personnel, qui s'est acquitté avec distinction de lourdes charges de travail dues à la tenue des audiences, à la négociation du libre-échange et à la publication de deux rapports d'étude importants.

R. Priddle

Évolution de la situation énergétique

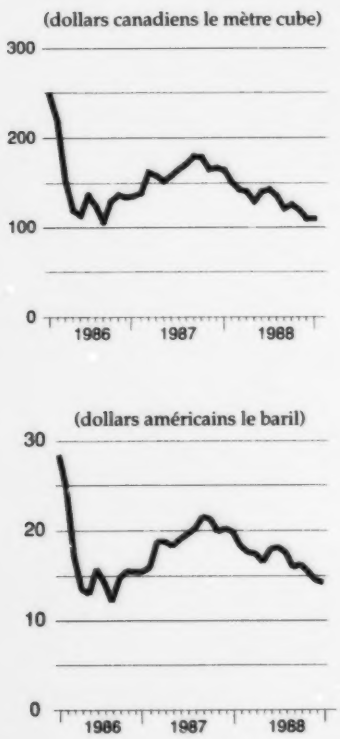
Les exportations de pétrole et de gaz naturel du Canada ont augmenté de plus de 20 % en 1988 ; c'est pourquoi bon nombre de pipelines ont fonctionné à leur capacité maximale ou quasi-maximale. Les exportations d'électricité ont diminué de 34 %, leur plus bas niveau depuis 1980.

Prix internationaux du pétrole

Les prix du pétrole brut ont fluctué considérablement en 1988. Bien que les prix du pétrole n'aient, en général, pas baissé en deçà des niveaux de 1986, ils ont été très inférieurs à ceux de 1987 durant la majeure partie de l'année.

La faiblesse des prix de 1988 est, une fois de plus, attribuable au déséquilibre de l'offre et de la demande sur le marché mondial. La demande mondiale de pétrole s'est élevée à plus de 50 millions de barils par jour, soit environ 1,5 million de barils de plus qu'en 1987. Toutefois, l'augmentation de l'offre a été encore plus importante que la hausse de la demande (d'où l'accroissement des stocks) du fait que l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) ait excédé les contingents qu'elle s'impose librement et que la production des pays hors-OPEP ait augmenté. Le principal facteur qui a influé sur les prix du pétrole en 1988 - et favorisé la fluctuation des prix - est que l'OPEP n'a pas réussi à restreindre la production de ses membres.

Figure 1
Prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate à Chicago



Au début de l'année, les contingents de l'OPEP étaient identiques à ceux de 1987, lesquels totalisaient quelque 17,7 millions de barils par jour, y compris la production prévue de l'Irak, pays qui n'avait pas pris part à l'entente de contingentement. La production moyenne de l'OPEP a cependant dépassé les 19 millions de barils par jour au cours de l'année.

En novembre, les pays membres de l'OPEP se sont entendus sur les contingents de 1989. Ceux-ci doivent totaliser 18,5 millions de barils par jour, y compris la production de l'Irak, signataire de l'entente cette fois-ci. Cette entente a donné lieu, vers la fin de 1988, au raffermissement des prix du pétrole qui sera livré au cours des premiers mois de 1989.

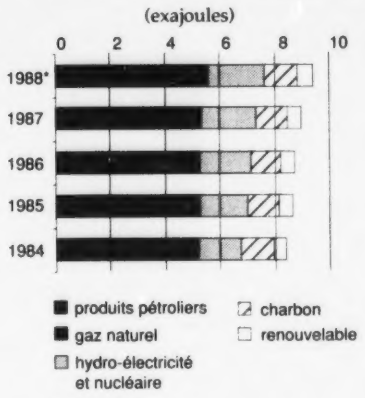
Production, consommation et commerce énergétiques

En 1988, comme en 1987, une croissance élevée de l'activité économique au Canada et des hausses importantes du niveau des exportations ont contribué à une augmentation de la production énergétique canadienne.

La demande d'énergie primaire a augmenté de quelques 5 % en 1988. Parmi les formes d'énergie ayant le plus contribué à cette croissance, on reconnaît particulièrement le gaz naturel et le charbon. Outre la croissance de l'activité économique, le refroidissement des températures moyennes dans la plupart des régions canadiennes a aussi été un des facteurs importants à la source de l'augmentation de la demande d'énergie primaire.

Les exportations pétrolières ont augmenté de 18 % en 1988, alors que les importations augmentaient de 12 %. Par conséquent, les volumes d'exportations nettes ont augmenté de 27 %. Toutefois, en raison de la baisse des prix, les rentrées nettes à l'exportation ont diminué, passant de 2,5 milliards de dollars en 1987 à 2,2 milliards en 1988.

Figure 2
Consommation d'énergie au Canada



*Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 1

Tableau 1
Balance commerciale du Canada en pétrole, gaz et électricité
(pétajoules et milliards de dollars)

	1986		1987		1988[e]	
	PJ	Milliards de $	PJ	Milliards de $	PJ	Milliards de $
Exportations						
Pétrole[a]	1 745	5,8	1 877	7,0	2 218	6,4
Gaz naturel	790	2,5	1 057	2,6	1 355	3,0
Électricité[b]	127	1,1	163	1,2	107	0,9
Total des exportations	**2 662**	**9,4**	**3 097**	**10,8**	**3 656**	**10,3**
Importations						
Pétrole[a]	944	4,0	1 126	4,5	1 263	4,2
Gaz naturel	10	c	4	c	24	0,1
Électricité[b]	1	c	2	c	10	0,1
Total des importations	**955**	**4,0**	**1 132**	**4,5**	**1 297**	**4,3**
Total des exportations nettes	**1 707**	**5,4**	**1 965**	**6,3**	**2 383**	**6,0**

Les chiffres du tableau ont été arrondis.

e - Estimation
a - Comprend les produits pétroliers et les liquides de gaz naturel. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.
b - L'électricité est convertie en accordant au contenu énergétique de la production d'électricité une valeur de 3.6 pétajoules par térawatt-heure. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.
c - Moins de 50 millions de dollars.

En 1988, les producteurs canadiens de gaz naturel ont continué de profiter d'un accès accru aux marchés américains. Les exportations de gaz naturel ont augmenté de 1 057 pétajoules en 1987 à plus de 1 350 petajoules en 1988, soit de 28 %. Alors qu'en 1987, la quasi-totalité de l'augmentation des volumes d'exportation avait été contrebalancée par une diminution des prix à l'exportation, en 1988 les revenus d'exportation se sont accrus de 15 %.

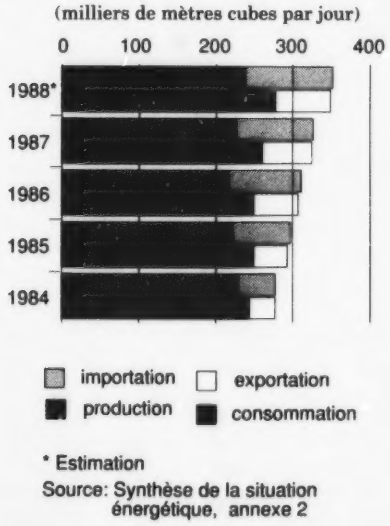
En 1988, les ventes à l'exportation d'électricité ont diminué de 34 %, s'établissant au niveau le plus bas depuis 1980. Toutefois, les prix unitaires à l'exportation ont augmenté de quelques 11 %, de sorte que les revenus connexes n'ont diminué que de 27 %. Plusieurs facteurs ont contribué à la diminution des ventes d'électricité sur les marchés étrangers, notamment la réduction de la demande d'électricité canadienne aux États-Unis en raison de la disponibilité de pétrole à des prix relativement bas. Les prix du pétrole influent directement sur les coûts de fonctionnement de certaines centrales thermiques des États-Unis dont l'électricité entre en compétition avec celle exportée par le Canada.

Pétrole brut et produits pétroliers

Production de pétrole brut canadien

La production de pétrole brut au Canada (y compris le pétrole brut léger, les pentanes plus et le pétrole brut lourd) a totalisé environ 277 000 mètres cubes par jour en 1988, soit une hausse d'environ 7 % par rapport à la production de presque 260 000 mètres cubes par jour de 1987.

Figure 3
Pétrole brut et équivalents – Canada
Approvisionnement et utilisation



* Estimation
Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 2

L'offre de pétrole brut classique s'est accrue d'environ 2 % en 1988 pour passer à 160 400 mètres cubes par jour. Au cours de l'année, une capacité de production de quelque 2 000 mètres cubes par jour en moyenne n'a pas été utilisée, car cette production supplémentaire n'aurait pas pu être acheminée par le réseau pipelinier d'Interprovincial, déjà exploité au maximum. La production de pétrole brut synthétique s'est chiffrée à environ 34 400 mètres cubes par jour, soit une hausse d'environ 20 % par rapport à 1987. Les usines Suncor et Syncrude ont affiché des niveaux de production élevés en 1988, et l'accroissement de la capacité de l'usine Syncrude a permis de hausser considérablement sa production.

L'offre de pétrole brut lourd mélangé (c.-à-d. condensats inclus) a atteint un niveau record en 1988, passant de 73 000 à environ 82 000 mètres cubes par jour, en raison de l'augmentation des travaux de mise en valeur effectués dans les zones traditionnelles et dans les zones productrices de bitume. Cependant, durant le quatrième trimestre, la baisse des prix du pétrole brut a incité les producteurs

de pétrole brut lourd et de bitume à réduire promptement leurs travaux de mise en valeur, à interrompre l'exploitation de puits non rentables et à abandonner d'autres puits, afin de limiter les dépenses en capital. En novembre, l'usine de valorisation Co-op, à Régina, a été mise en service; on s'attend à ce qu'elle ait une production de 8 000 mètres cubes par jour dès le milieu de 1989 environ.

Raffinage du pétrole

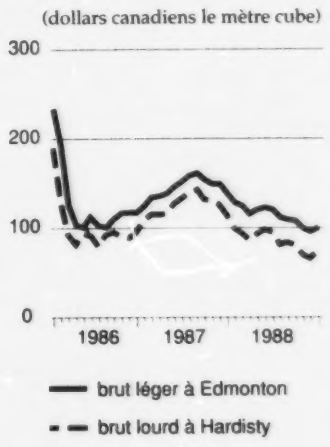
En 1988, les volumes de pétrole brut raffiné au Canada ont augmenté d'environ 6 %, en raison surtout de la remise en service de la raffinerie de Come-By-Chance, dans la région de l'Atlantique, en septembre 1987, raffinerie dont la production est destinée au marché de l'exportation. L'accroissement des volumes de pétrole brut traité dans les raffineries canadiennes correspond à la hausse de la demande de produits sur le marché intérieur et à l'exportation. La demande intérieure des principaux produits (dont l'essence pour moteur, les distillats moyens et le mazout lourd) a dépassé de 6 % le niveau de 1987, tandis que la demande d'exportation s'est accrue de 43 %. Sur le marché intérieur, la demande d'essence et la demande de carburants diesel, tous deux des produits légers, ont augmenté de 3 % et de 8 % respectivement. La consommation de mazout lourd s'est accrue de quelque 19 %, ce qui s'explique par l'accroissement des besoins des centrales électriques des provinces de l'Atlantique et de l'industrie des pâtes et papiers du Québec.

En 1988, les raffineurs canadiens ont acheté du pétrole brut intérieur et du pétrole brut étranger à des rythmes d'environ 166 600 et 71 700 mètres cubes par jour respectivement, soit des hausses de 3 %, dans le cas du brut intérieur, et de 14 %, dans le cas du brut importé, par rapport à l'an dernier. Les importations de pétrole ont augmenté considérablement dans les provinces de l'Atlantique, compte tenu des besoins de la raffinerie de Come-By-Chance, mais ils ont diminué au Québec et en Ontario. Encore une fois cette année, la partie la plus appréciable des volumes importés provenait de la mer du Nord.

Exportations de pétrole brut

Les exportations totales de pétrole brut (pétrole brut synthétique compris) sont passées de 99 600 mètres cubes par jour, en 1987, à 112 800 mètres cubes par jour, ce qui comprenait la production quotidienne de 50 200 mètres cubes de pétrole brut léger et de 62 600 mètres cubes de pétrole brut lourd. La valeur estimative des exportations de pétrole brut en 1988 est de 4,0 milliards de dollars contre 4,9 milliards de dollars en 1987, ce qui s'explique par la chute des prix mondiaux du pétrole.

Figure 4
Pétrole brut
Prix moyen à l'exportation F.A.B.



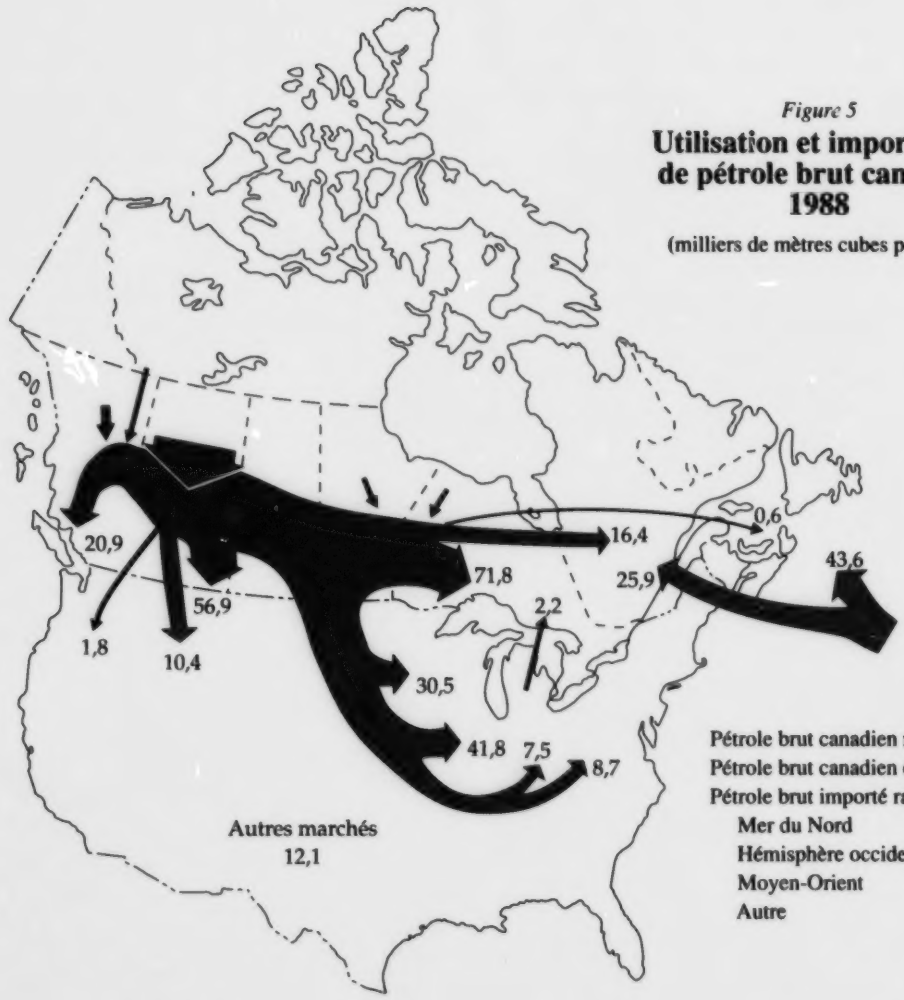
Le Midwest américain a continué d'être le principal marché d'exportation du Canada. Des quantités moindres de pétrole ont été expédiées depuis Montréal à des États de la côte Est et de la partie américaine du Golfe du Mexique, et depuis Vancouver à des États de la côte Ouest des États-Unis et à des pays d'Extrême-Orient.

En 1988, les plus importants acheteurs étrangers ont été Clark Oil, Conoco, Sun Refining et United Refining, dans le cas du pétrole brut léger canadien, et Koch Refining, Unocal, Mobil et Amoco, dans le cas du pétrole brut lourd canadien. (Consulter l'annexe 5 de la section *Pétrole*.)

Figure 5

Utilisation et importation de pétrole brut canadien 1988

(milliers de mètres cubes par jour)



Pétrole brut canadien raffiné au Canada	166,6
Pétrole brut canadien exporté du Canada	112,8
Pétrole brut importé raffiné au Canada	71,7
Mer du Nord	44,2
Hémisphère occidental	9,4
Moyen-Orient	9,4
Autre	8,7

Principaux produits pétroliers exportés

En 1988, les exportations des principaux produits pétroliers ont atteint en moyenne 32 000 mètres cubes par jour, soit une augmentation de 44 % par rapport à l'année précédente. Les recettes tirées de l'exportation, à l'exclusion des produits obtenus en vertu d'accords de traitement, ont toutefois diminué de 18 % pour passer à 0,8 milliard de dollars, ce qui est attribué à l'affaiblissement général des prix mondiaux du pétrole. La figure 6 montre les fluctuations des prix à l'exportation des principaux produits pétroliers en 1987 et en 1988.

Les États-Unis, qui ont acheté 96 % de l'ensemble de nos exportations, ont été notre principal acheteur de produits pétroliers cette année encore. Les exportations des provinces de l'Atlantique ont été beaucoup plus élevées que celles des autres provinces, en raison de la remise en service de la raffinerie Come-By-Chance. Le tableau 2 indique les volumes d'exportation des produits par région.

Figure 6
Principaux produits pétroliers
Prix moyen à l'exportation F.A.B.

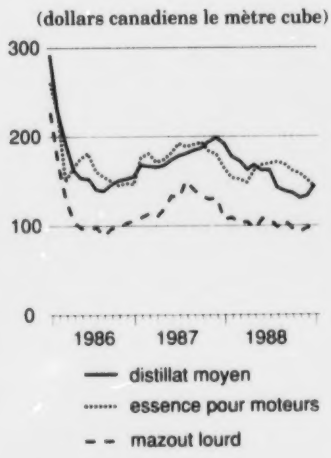


Tableau 2
Exportations des principaux produits pétroliers
(milliers de mètres cubes)

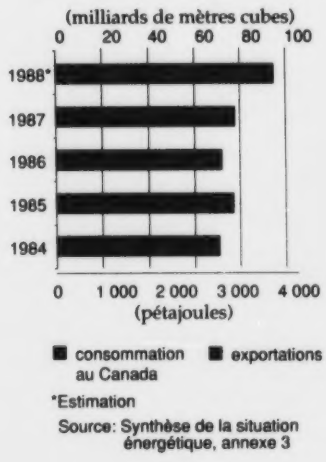
	Essence pour moteurs	Distillat moyen	Carbu-réacteur	Mazout lourd	Pétrole partiellement traité	Total[a]
Atlantique	2 249	2 615	376	1 013	772	7 025
Québec	111	345	-	307	-	763
Ontario	196	653	104	801	-	1 754
Prairies	255	412	162	66	-	895
Colombie-Britannique	555	413	205	70	21	1 264
Total	**3 366**	**4 438**	**847**	**2 257**	**793**	**11 701**
Prix moyen à l'exportation ($/m^3)	**159**	**146**	**151**	**92**	**b**	**-**

a - Exclut le propane, les butanes, les lubrifiants, les graisses et l'asphalte.
b - Ne peuvent être publiés en raison de leur caractère confidentiel.

Capacité des oléoducs

Bien que la société Interprovincial ait réalisé plusieurs projets d'agrandissement au cours des dernières années, son réseau d'oléoducs a fonctionné à pleine capacité en 1988. La société a dû fréquemment répartir la capacité pipelinière parmi les expéditeurs lorsque les offres dépassaient la capacité de pompage. La société Trans Mountain, l'autre grand transporteur de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés destinés à des clients canadiens et à l'étranger, n'a pas été contrainte de procéder ainsi en 1988, même si son réseau a été exploité à pleine capacité ou presque au cours de l'année.

Figure 7
Gaz naturel
Approvisionnement et utilisation



*Estimation
Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 3

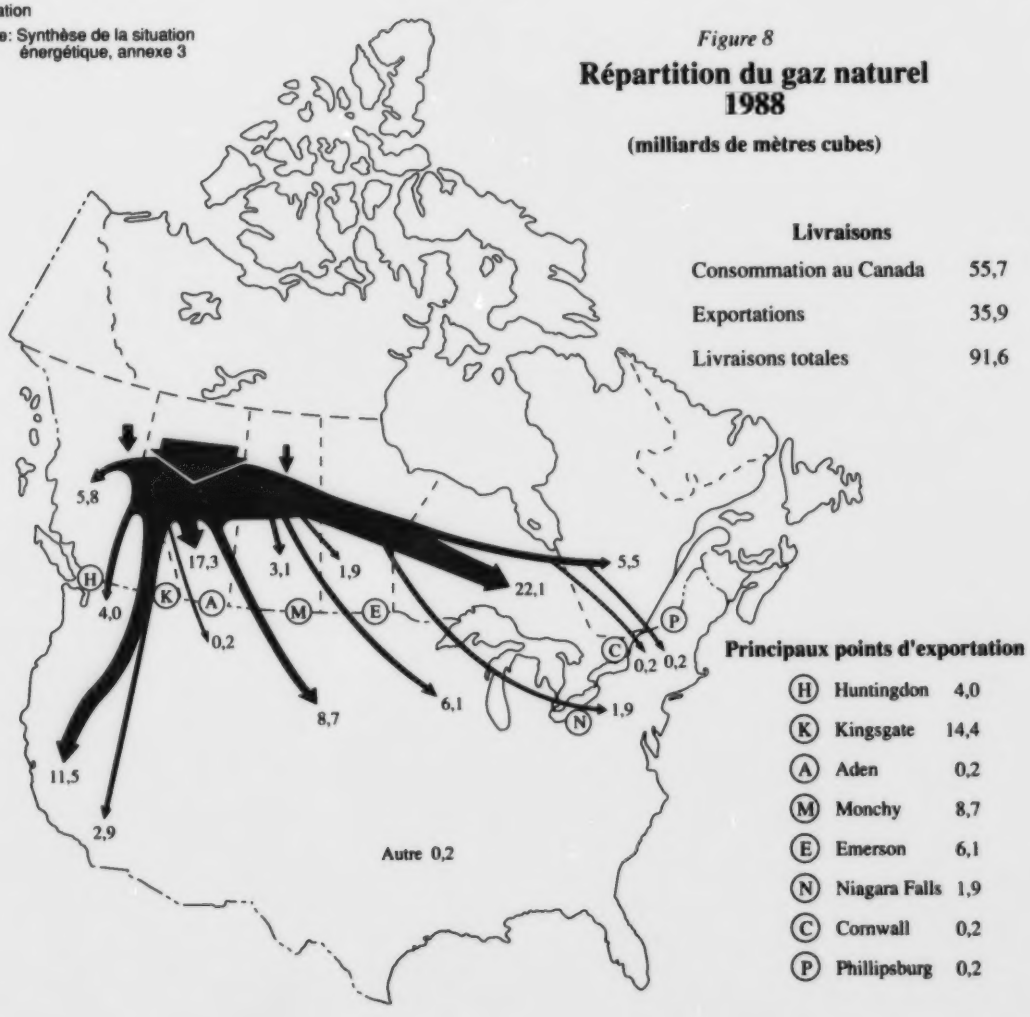
Les deux sociétés pipelinières sont en train d'évaluer la nécessité d'accroître la capacité de leurs réseaux. Leur décision de construire des installations supplémentaires ou de s'en abstenir, se fondera évidemment sur leurs prévisions des prix du pétrole brut et de l'offre de ce produit. Les projets d'agrandissement seraient soumis à l'approbation de l'Office.

Gaz Naturel

Offre et demande canadiennes

Au cours de l'année 1988, les ventes directes de gaz naturel ont augmenté très rapidement, reflétant l'adaptation des marchés à la déréglementation de l'industrie gazière et la concurrence entre les producteurs de gaz.

Figure 8
Répartition du gaz naturel 1988
(milliards de mètres cubes)



Les ventes nettes de gaz naturel ont augmenté de près de 10 % en 1988, passant de 47,8 milliards de mètres cubes en 1987 à 52,1 milliards de mètres cubes en 1988 suite à des augmentations dans tous les principaux secteurs consommateurs.

Les ventes aux secteurs résidentiel et commercial se sont accrues en raison du refroidissement important des températures moyennes au Canada. Dans le secteur industriel, les ventes ont augmenté surtout en raison d'une croissance élevée de l'activité économique.

Suite à la forte augmentation des ventes de gaz naturel sur le marché intérieur et à l'exportation, la production de gaz naturel a augmenté de 13,8 milliards de mètres cubes passant de 77,8 milliards de mètres cubes en 1987 à 91,6 milliards de mètres cubes en 1988.

Exportations

Nos exportations de gaz, toutes destinées aux États-Unis, ont augmenté de 28 % en 1988, passant de 28 à 35,9 milliards de mètres cubes. Les prix du gaz naturel ont toutefois chuté par suite de la concurrence que se font les producteurs de gaz sur le marché américain. En 1988, les prix à l'exportation ont été en moyenne de 2,20 $ le gigajoule, en comparaison de 2,43 $ en 1987, soit une baisse d'environ 9 %.

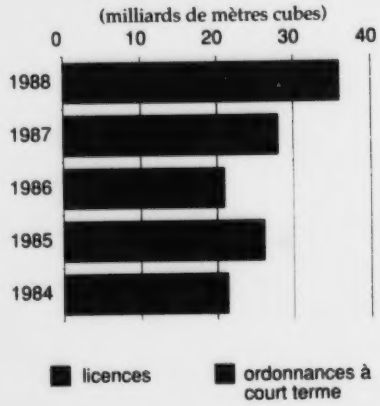
Le total des revenus d'exportation du gaz est passé de 2,6 à 3 milliards de dollars en 1988, ce qui représente une hausse d'environ 15 %.

Les exportations destinées à la Californie ont constitué 39 % des ventes de gaz du Canada à l'exportation en 1988, la région du Centre 39 %, la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique 11 %, et la région du Nord-Est 9 % (voir la figure 10).

La région du Centre a été à l'origine de 83 % de l'augmentation année sur année des volumes exportés; la majeure partie du reste était destinée à la région du Nord-Est et à la Californie. Grâce à l'amélioration du total des volumes exportés, la part canadienne du marché du gaz aux États-Unis est passée de 5,8 %, en 1987, à 7,0 % en 1988.

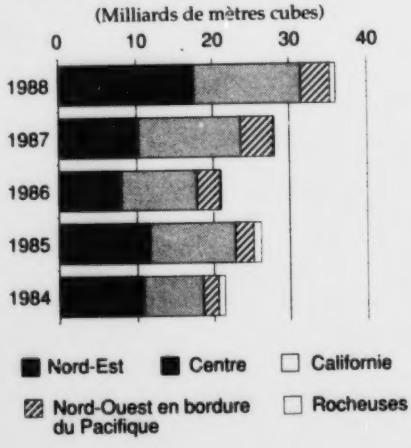
L'accès aux réseaux de pipelines américains s'est amélioré considérablement. À la fin de 1988, 20 grands pipelines américains, dont quatre permettaient l'accès direct au gaz canadien, étaient d'accès libre. Cette situation a favorisé la prolifération rapide des ventes à court terme, lesquelles ont représenté 11,3 milliards de mètres cubes en 1988, contre 6,1 milliards en 1987. Les ventes à court terme ont constitué 3,2 % du total des exportations de gaz naturel en 1988. Trois autres sociétés pipelinières importantes, en l'occurrence Pacific Gas Transmission, Midwestern and Great

Figure 9
Exportations de gaz naturel



Remarque: Les exportations d'une durée inférieure à deux ans ont été déréglementées en vertu de *l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* d'octobre 1985.

Figure 10
Exportation de gaz naturel par régions



Lakes, jouissent d'un accès direct au gaz canadien, sans être des transporteurs d'accès libre. L'accès des exportateurs canadiens aux marchés américains n'en a pas été restreint pour autant, car la capacité des pipelines en question était totalement engagée dans des contrats et presque utilisée intégralement.

À la fin de 1988, les perspectives des ventes à l'exportation de 1989 étaient prometteuses; la plupart des pipelines interétatiques porteurs de gaz canadien étaient d'accès libre et les prix d'exportation du gaz, censés se stabiliser.

Liquides de gaz naturel

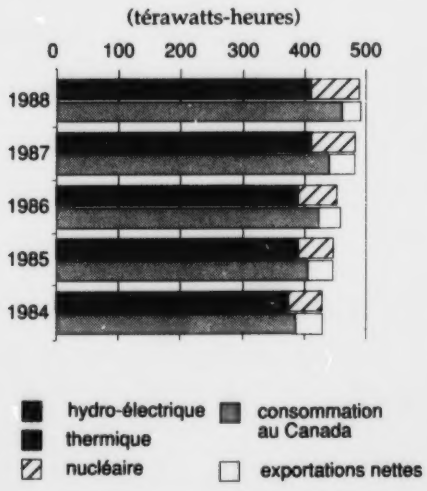
En 1988, la production canadienne nette de propane et de butanes, s'est chiffrée respectivement à 9,1 et 5,5 millions de mètres cubes, soit environ 9 et 7 % de plus que les niveaux de l'année précédente. La production d'éthane s'est chiffrée à 10,3 millions de mètres cubes, soit une augmentation de 11 % par rapport à 1987. Le Canada n'a pas exporté d'éthane en 1988; par contre, ses exportations de propane et de butanes ont pris la place d'importations américaines à partir d'autres sources pour se chiffrer à 3,7 et 2,9 millions de mètres cubes respectivement, une augmentation de 44 % et 22 %.

Électricité

Capacité de production

En 1988, la capacité nette totale de production d'électricité au Canada était d'environ 96 101 mégawatts, soit une augmentation d'environ 1 434 mégawatts, ou 2 %, par rapport à 1987.

Figure 11
Électricité, production et utilisation



Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 4

Production et consommation

La production totale d'électricité en 1988 a été d'environ 490 000 gigawatt-heures, soit une augmentation de 2 % par rapport à 1987. Environ 62 % de ce total provenait de centrales hydro-électriques, 22 % de centrales thermiques classiques et 16 % de centrales nucléaires. La contribution des centrales hydro-électriques à la production totale d'électricité a diminué légèrement en comparaison de l'année précédente en raison de la baisse du niveau d'eau à l'emplacement des installations des services d'électricité canadiens. En 1988, la consommation totale du Canada a été d'environ 463 000 gigawatt-heures, ce qui représente une hausse de 5 % par rapport à 1987.

Ventes à l'exportation

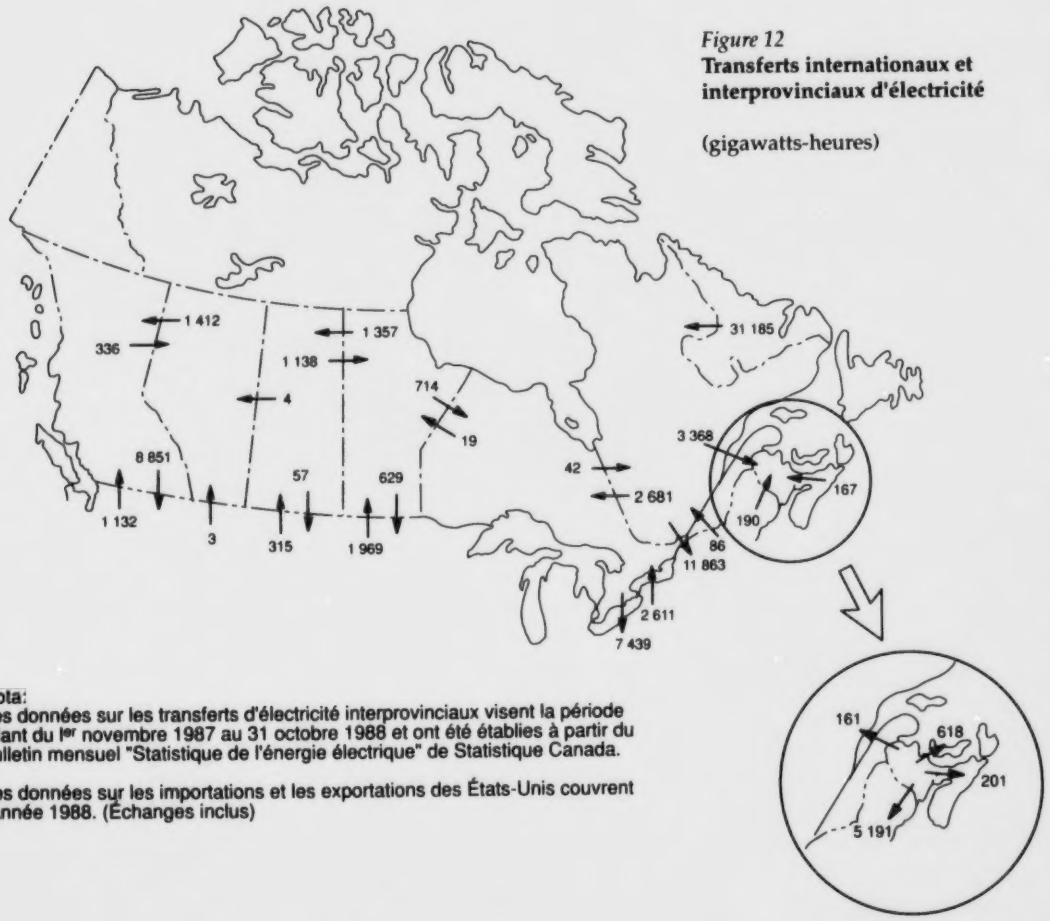
En 1988, les ventes totales du Canada se sont chiffrées à 29 728 gigawatt-heures, ce qui représente une diminution de 34 % par

rapport à 1987 et constitue leur niveau le plus bas depuis 1980. Les revenus d'exportation de l'électricité ont été de 880 millions de dollars en 1988, soit un recul de 27 % depuis l'année précédente. Tous les grands services exportateurs ont exporté des quantités inférieures à celles de 1987.

La demande américaine d'électricité canadienne en Nouvelle-Angleterre et dans l'État de New York a été stagnante la majeure partie de l'année. Aussi les ventes à l'exportation d'Énergie Nouveau-Brunswick, d'Hydro-Québec et d'Ontario Hydro ont-elles régressé de 16 %, 28 % et 23 % respectivement par rapport à 1987. La diminution des exportations d'électricité a été, dans l'ensemble, attribuée à la forte demande intérieure, à l'abaissement des niveaux d'eau et au fait que les producteurs américains peuvent acquérir du pétrole à des prix moins élevés.

Figure 12
Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité

(gigawatts-heures)



Nota:
Les données sur les transferts d'électricité interprovinciaux visent la période allant du 1er novembre 1987 au 31 octobre 1988 et ont été établies à partir du bulletin mensuel "Statistique de l'énergie électrique" de Statistique Canada.

Les données sur les importations et les exportations des États-Unis couvrent l'année 1988. (Échanges inclus)

Tableau 3

Exportations d'électricité du Canada aux États-Unis par région ou État importateurs et par province exportatrice

(gigawatt-heures)

Région ou État importateurs	Province exportatrice	Ventes[1]
Maine	Nouveau-Brunswick	3 091
Massachusetts	Nouveau-Brunswick	1 915
	Québec	279
	Total	2 194
New Hampshire	Nouveau-Brunswick	43
Vermont	Québec	1 789
	Ontario	401
	Total	2 190
Nouvelle-Angleterre[2]	Québec	3 931
	Nouveau-Brunswick	4
	Total	3 935
New York	Québec	5 865
	Ontario	4 835
	Total	10 700
Michigan	Ontario	383
Minnesota	Manitoba	660
	Ontario	4
	Total	664
Dakota du Nord	Manitoba	64
	Saskatchewan	1
	Total	65
Washington	Colombie-Britannique	1 067
Oregon	Colombie-Britannique	2 997
Californie	Colombie-Britannique	2 269
Autres[3]	Colombie-Britannique	130
TOTAL		**29 728**

1 Ne comprend pas les échanges.
2 Les exportations sont destinées à la New England Power Pool. On ne peut déterminer avec précision les États qui reçoivent l'électricité.
3 Comprennent l'Idaho, le Montana, le Nevada et l'Utah.

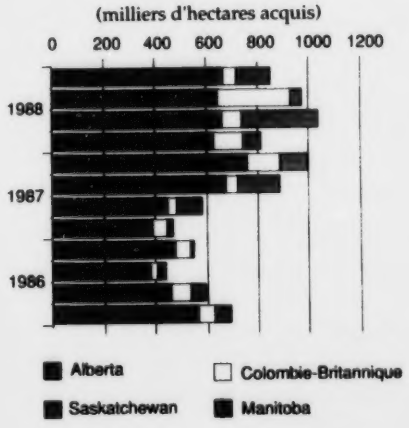
Les exportations d'Hydro-Manitoba ont chuté considérablement au cours des deux dernières années. La sécheresse prolongée qui a sévi au Manitoba en 1987 et en 1988 a entraîné une baisse de production d'énergie hydro-électrique dans cette province et fait passer les ventes de celle-ci de 7 térawatt-heures en 1986 à moins de 1 térawatt-heure cette année. Hydro-Manitoba a été un importateur net d'électricité durant toute l'année, sauf en mai, alors qu'elle a pu profiter de l'écoulement printanier; ses importations nettes se sont chiffrées à 1 360 gigawatt-heures, à un coût net de 13,9 millions de dollars. Saskatchewan Power a également été un importateur net en 1988, ayant enregistré des importations nettes de 267 gigawatt-heures au coût de 5 millions de dollars.

Les ventes à l'exportation de B.C. Hydro ont également régressé depuis l'année précédente. Notons toutefois que cette société avait enregistré des exportations exceptionnellement élevées en 1987 et que même si ses ventes à l'exportation ont chuté de 49 % en 1988, B.C. Hydro était encore le deuxième exportateur d'électricité, après Hydro-Québec.

L'électricité exportée était principalement d'origine hydro-électrique, à 62 % en l'occurence; toutefois, la part du marché de l'exportation a faibli par rapport aux années précédentes en raison du fléchissement des ventes des services propriétaires de centrales hydro-électriques. Venaient ensuite les centrales au charbon (22 %), les centrales nucléaires (8 %), les centrales au mazout (5 %) et les centrales d'outre-frontière (2 %). La part des centrales au charbon a augmenté depuis l'année précédente en partie en raison de l'exportation, par B.C. Hydro, d'énergie électrique que celle-ci avait achetée d'exploitants de centrales au charbon en l'Alberta. Ces exportations avaient commencé durant la seconde moitié de 1987.

La figure 12 montre les exportations et les importations de 1988 ainsi que les transferts interprovinciaux survenus au cours de la période de 12 mois se terminant le 31 octobre 1988. Le tableau 3 indique, par province, la destination de toutes les exportations. En 1988, le marché le plus important a été, pour la première fois, la région de la Nouvelle-Angleterre, qui a absorbé environ 39 % de toute l'électricité exportée par le Canada.

Figure 13
Ventes de terres



Activités d'exploration et réserves dans les domaines du pétrole et du gaz naturel

Travaux d'exploration et de forage

En 1988, les travaux d'exploration et de forage de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz ont augmenté par rapport à 1987. Cette augmentation s'est manifestée dans les régions classiques du Canada et, dans une moindre mesure, dans les régions pionnières. Le nombre de puits creusés est passé de quelques 6 800 puits en 1987 à près de 8 950 en 1988. Il y a eu une hausse du nombre de

Figure 14
Vente de terres

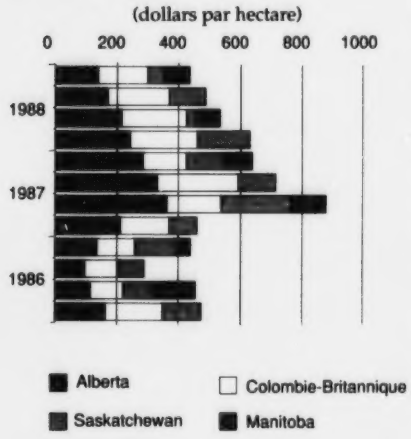


Figure 15
Travaux de géophysique canadiens

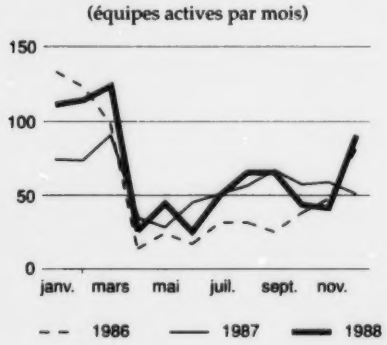


Figure 16
Puits creusés au Canada

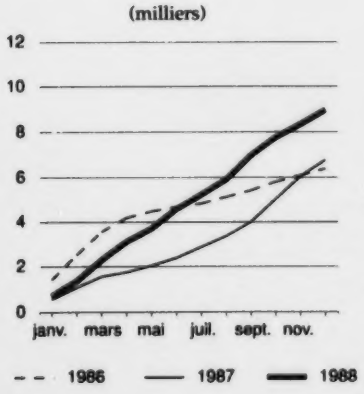


plate-formes de forage en service au cours des trois premiers trimestres de 1988, mais l'activité de forage s'est ralentie au cours du quatrième trimestre, à cause, surtout, de la chute des prix du pétrole au milieu de l'été.

Par rapport à 1987, le nombre de terres achetées a augmenté mais le prix payé a diminué. En 1988, les gouvernements provinciaux et fédéral ont vendu leurs droits miniers sur 3,7 millions d'hectares, total qui n'a été dépassé qu'une seule fois pendant la présente décennie et qui représente une augmentation de quelque 25 % par rapport aux 2,9 millions d'hectares vendus en 1987. (Voir la figure 13.) Le prix par hectare qu'a versé l'industrie pour acquérir ces droits a baissé en 1988, d'un prix moyen de 234 $ par hectare pendant le premier trimestre à 129 $ par hectare au cours du dernier trimestre. Pour l'ensemble de 1988, le prix moyen par hectare a été de 177 $ comparativement à 269 $ et 131 $ par hectare en 1987 et 1986 respectivement. (Voir la figure 14.)

En 1988, les travaux de géophysique ont été légèrement plus nombreux qu'en 1987. La figure 15 indique le nombre moyen des équipes de forage par mois, pour la période comprise entre janvier 1986 et décembre 1988.

Réserves de pétrole et de gaz

D'après les estimations de l'Office, les réserves établies restantes de pétrole brut classique étaient de 705,5 millions de mètres cubes au 31 décembre 1987, soit 25,3 millions de mètres cubes de moins que l'estimation établie à la fin de l'année 1986.

Les réserves établies initiales (avant la production) de pétrole brut classique ont augmenté de 45,7 millions de mètres cubes grâce aux découvertes, aux additions aux réserves et à des réévaluations des réserves estimées.

L'Office ne tient pas compte, dans ses estimations des réserves établies, du pétrole découvert dans les régions pionnières à cause de l'incertitude quant à sa viabilité économique, et cela, même si de petites quantités de pétrole brut ont été expédiées par pétroliers du champ Bent Horn, dans l'archipel Arctique et du champ Amauligak, dans la mer de Beaufort.

D'après les estimations de l'Office, les réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions de production classiques étaient de 72 exajoules au 31 décembre 1987, soit 3,3 exajoules de moins qu'à la fin de 1986.

Les réserves établies initiales de gaz naturel ont diminué de 0,5 exajoules, bien que leur volume ait augmenté légèrement. Cette baisse des réserves, exprimée en exajoules, s'explique par l'adoption d'estimations plus faibles du contenu calorifique du gaz fondées sur de nouvelles données préparées par l'Office de conservation des

ressources énergétiques de l'Alberta dans le but de tenir compte de la construction d'installations où l'on extrait les liquides de gaz naturel du gaz.

Tableau 4

Estimation des réserves établies de pétrole brut classique au 31 décembre 1987
(millions de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	84,7	17,9
Alberta	2 120,7	539,0
Saskatchewan	458,4	111,9
Manitoba	35,0	9,4
Sud du Yukon et Territoires du Nord-Ouest	35,2	26,6
Ontario et autres régions de l'Est du Canada	10,4	0,9
Total au Canada	**2 744,3**	**705,5**

Remarque: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau 5

Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1987
(exajoules)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	16,0	8,4
Alberta	114,0	60,7
Saskatchewan	3,5	2,1
Sud du Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,5	0,3
Ontario et autres régions de l'Est du Canada	1,5	0,4
Total - Régions classiques	**135,5**	**72,0**
Delta du Mackenzie	5,6	5,6
Archipel Arctique	12,0	12,0
Total au Canada	**153,1**	**89,6**
(Total au Canada en milliards de mètres cubes)	3 961,2	2 319,7

Remarque: Les chiffres au tableau ont été arrondis.

Figure 17
Activités des installations de forage canadiennes

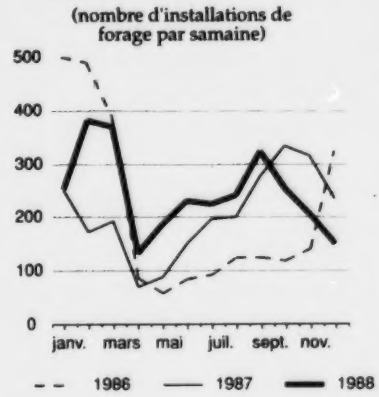


Figure 18
Pétrole brut
Additions aux réserves et production

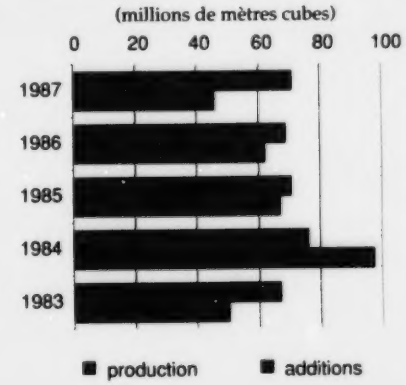
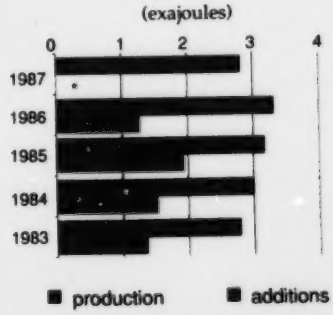


Figure 19
Gaz naturel
Additions aux réserves et production



*En 1987, les additions aux réserves se sont élevées à 0,3 milliard de mètres cubes. Par contre, le total des réserves originales, exprimé en exajoules, a diminué de 0,5 exajoules.

L'année

Pétrole

- *délivrance de 125 ordonnances d'exportations à court terme (jusqu'à douze mois pour le pétrole brut léger et les produits pétroliers et 24 mois pour le pétrole brut lourd); les ordonnances ne limitent pas les volumes exportés, mais permettent à l'Office de surveiller les volumes et les prix des exportations*

Gaz naturel

- *autorisation accordée à Pan-Alberta Gas Ltd. d'exporter 59,7 milliards de mètres cubes (2,1 trillions de pieds cubes) de gaz naturel sur une période de 24 ans et à Canadian Hunter Exploration Ltd. d'exporter 3,4 milliards de mètres cubes (120 milliards de pieds cubes) sur une période de vingt ans*

- *audition des demandes sur l'exportation de gaz naturel aux États-Unis présentées par Dome Petroleum Limited, ProGas Limited, Western Gas Marketing Limited et Alberta and Southern Gas Co. Ltd.*

- *réception des demandes de Western Gas Marketing Limited et de ProGas Limited en vue de proroger leurs licences; de Esso Ressources Canada Ltée, de Shell Canada Ltée, et, au début de 1989, de Resources Gulf Canada Limitée en vue d'exporter du gaz du delta du Mackenzie; et de quelque huit sociétés voulant exporter du gaz naturel sur le gazoduc de TransCanada*

- *approbation de 91 ordonnances d'exportation[1] à court terme (jusqu'à 24 mois); les ordonnances ne limitent pas les volumes exportés mais permettent à l'Office de surveiller les volumes et les prix des exportations*

- *approbation de 22 ordonnances d'importation[2] à court terme (jusqu'à 12 mois) autorisant l'importation d'environ 1 milliard de mètres cubes (35,3 milliards de pieds cubes) de gaz naturel en 1988 et 1989; approbation d'un ordonnance d'importation à long terme*

- *approbation d'une ordonnance obligeant TransCanada à transporter jusqu'à 51 000 mètres cubes (1,8 million de pieds cubes) par jour pendant une période de douze mois commençant le 1er novembre 1988*

Électricité

- *réception de la demande du Ministre de déterminer et d'examiner les mesures qui pourraient être prises afin d'assurer la croissance du commerce interprovincial de l'électricité, d'encourager une plus grande collaboration entre les services publics et d'assurer aux acheteurs et vendeurs l'accès, à des fins de commerce, à la capacité de transport disponible des provinces dont il faut emprunter les réseaux pour livrer l'électricité*

- *publication, à l'intention des parties intéressées, de lignes directrices décrivant les mesures de mise en oeuvre de la nouvelle politique de l'électricité annoncée par le Ministre en septembre*

- *approbation de l'exportation, par Hydro-Québec, de 70 terawatts-heures d'énergie garantie pendant une période de 10 à 14 ans à New England Utilities*

- *autorisation accordée à Maine and New Brunswick Electrical Power Company d'exporter 37 megawatts de puissance garantie et 200 gigawatts-heures d'énergie par année pendant 20 ans à Maine Public Service Company*

- *autorisation accordée à Hydro-Québec d'exporter 50 mégawatts de puissance garantie et 438 gigawatts-heures d'énergie garantie par année à Vermont Joint Owners pendant une période de 32 mois*

- *renouvellement de 16 ordonnances d'exportation de petites quantités à des clients américains qui dépendent entièrement des services publics canadiens*

- *délivrance de 14 ordonnances d'exportation à court terme (jusqu'à 36 mois) d'électricité, autorisant l'exportation d'environ 1 280, 1 970, 700 et 65 gigawatts-heures de 1988 à 1991, respectivement*

Études sur l'énergie

- *publication de L'Énergie au Canada: Offre et demande, 1987-2005, la troisième d'une série d'études réalisées par le personnel et publiées tous les deux ans, elle contient des projections de l'offre et de la demande des principaux produits énergétiques : électricité, pétrole, gaz naturel et charbon, ainsi que de leurs sous-produits*

- *publication de l'Évaluation du marché du gaz naturel, 1988, la première d'une série d'études réalisées par le personnel qui seront publiées périodiquement. Elle évalue le fonctionnement du marché canadien du gaz naturel et examine les perspectives à court terme de l'offre et de la demande de gaz naturel canadien*

Pipelines

- *approbation de deux grands projets d'agrandissement du réseau de TransCanada PipeLines Limited, à un coût estimé à 713 millions de dollars, en vue d'accroître les*

1 Ne comprend pas les ordonnances d'exportation et de réimportation de gaz canadien

2 Ne comprend pas les ordonnances d'importation et de réexportation de gaz américain

en bref

l'Est du Canada et au marché d'exportation du Nord-Est des États-Unis

- *approbation de l'agrandissement du réseau Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. en Alberta et en Colombie-Britannique pour permettre le transport de volumes accrus de pétrole brut lourd*

- *approbation de la construction de trois nouveaux pipelines internationaux : St. Clair Pipelines Ltd., Produits Shell Canada Limitée et Novacorp International Pipelines Ltd. Ces pipelines croiseront la frontière internationale dans le sud-ouest de l'Ontario*

- *publication, après d'importantes consultations auprès de l'industrie, du nouveau Règlement sur les pipelines terrestres visant à assurer la sécurité au cours de la conception, de la construction, de l'exploitation et de l'abandon d'oléoducs et de gazoducs; préparation, avec l'avis de l'industrie, et publication, pour commentaires, de l'ébauche du nouveau Règlement sur les pipelines marins, inspiré des normes de l'Association canadienne de normalisation*

- *poursuite de l'examen de la recommandation 5.9 (sur l'inspection et l'essai de certaines soudures de pipelines), en étroite collaboration avec l'industrie, et étude des autres recommandations visant à rehausser la sécurité des pipelines, recommandations publiées dans le rapport de l'Office de 1986, à la suite de l'enquête sur un accident pipelinier mortel survenu près de Camrose en Alberta, en 1985.*

- *publication du nouveau Règlement sur le croisement de pipelines définissant les responsabilités individuelles lors de travaux d'excavation ou de construction croisant des pipelines réglementés par le gouvernement fédéral (Partie I) et les responsabilités connexes des sociétés pipelinières (Partie II); il n'est plus nécessaire d'obtenir l'approbation de l'Office pour de tels travaux, à la condition que la société pipelinière accorde sa permission*

- *délivrance d'une ordonnance en vertu de laquelle il n'est plus nécessaire d'obtenir l'approbation de l'Office avant de construire des pipelines croisant des routes et des services publics*

Règlementation des droits

- *audience sur les questions relatives au tarif et la conception des droits de TransCanada PipeLines Limited*

- *autorisation de l'établissement, par Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited, du service interruptible sur son réseau en Saskatchewan*

- *approbation des nouveaux droits exigibles par Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. à compter du 1er janvier 1989 et du 1er janvier 1990*

Contentieux

- *la Cour d'appel fédérale a jugé que le projet de construction, par Cyanamid Canada Pipeline Inc., d'une canalisation de 6 kilomètres au sud-ouest de l'Ontario relevait de la compétence provinciale plutôt que fédérale; un nouvel appel de Cyanamid à la Cour suprême du Canada est pendant*

- *la Cour d'appel fédérale a refusé à la Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel la permission d'interjeter appel de la décision de l'Office de rejeter sa demande visant une ordonnance qui obligerait TransCanada à transporter du gaz naturel pour la Société*

- *la Cour d'appel fédérale a refusé à la Corporation of the District of Burnaby la permission d'interjeter appel de la décision de l'Office autorisant Trans Mountain à agrandir son réseau pipelinier en Alberta et en Colombie-Britannique et d'installer trois nouveaux réservoirs de stockage à Burnaby*

Procédure de réglementation

- *conclusion d'importantes consultations avec les parties intéressées sur les mesures à prendre pour améliorer et rationaliser la procédure de réglementation et publication d'un rapport énonçant la position actuelle de l'Office à l'égard des suggestions qu'il a reçu des parties intéressées*

Organisation et administration

- *le gouverneur en conseil a prolongé d'un an le mandat de John R. Jenkins comme membre et a nommé deux nouveaux membres temporaires, David B. Smith pour une période de trois ans et Kenneth W. Vollman pour un an*

- *Jacques Farmer a pris sa retraite après 14 années comme membre de l'Office*

- *achèvement d'une étude de faisabilité sur le recouvrement des frais de la réglementation auprès des sociétés réglementées; l'Office rédige une ébauche de réglementation en vue de futures consultations auprès de l'industrie*

- *prestation de conseils sur les modifications à apporter à la Loi et au Règlement sur l'Office en vue de la mise en oeuvre de l'Accord de libre-échange*

Activités de l'Office

L'Office a tenu 13 audiences, de Vancouver à Saint John. Il a traité des demandes portant sur des ajouts aux pipelines, sur l'environnement, sur des questions foncières, sur la réglementation financière; des exportations de pétrole, de gaz et l'électricité; et des études énergétiques.

Audiences et enquêtes

En 1988, l'Office a mené en totalité ou en partie treize audiences et enquêtes, d'une durée totale de 125 jours, dans différentes villes, de Vancouver, en Colombie-Britannique, jusqu'à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

Voici un résumé des principales décisions rendues et des renseignements sur les autres demandes dont l'Office a été saisi en 1988.

Exportations de gaz naturel

Pan-Alberta Gas Ltd. - Prorogation de licence

Dans une demande datée du 21 mai 1987 et révisée en décembre 1987, Pan-Alberta a sollicité la prorogation de la licence GL-96 du 31 octobre 1996 au 31 octobre 2012 et une augmentation de 45,6 milliards de mètres cubes (1,6 billion de pieds cubes) de la quantité totale autorisée en vertu de la licence. Cette licence permet l'exportation de gaz naturel à Pacific Interstate Transmission Company, qui le vend sur le marché californien.

En mars 1988, l'Office a tenu une audience publique à Calgary et a rendu publics ses Motifs de décision en juillet. L'Office a décidé de révoquer la licence existante en date du 31 octobre 1988 et de délivrer une nouvelle licence, GL-106, autorisant l'exportation de 59,7 milliards de mètres cubes (2,1 billions de pieds cubes) de gaz naturel durant les 24 années de sa durée, soit du 1er novembre 1988 au 31 octobre 2012. C'était là la première décision rendue par l'Office selon la méthode axée sur le marché qu'il a adopté en 1987 pour l'étude des demandes de licences d'exportation de gaz naturel.

Canadian Hunter Exploration Ltd. - Licence

Dans une demande datée du 5 mai 1988, Canadian Hunter demandait l'autorisation d'exporter un maximum de 3,4 milliards de mètres cubes (120 milliards de pieds cubes) de gaz naturel pendant une période de 20 ans débutant en juillet 1990. Ce gaz

approvisionnerait de nouvelles installations de cogénération qui seront construites à Syracuse, dans l'État de New York.

L'Office a tenu une audience d'un jour à Calgary en août et a rendu publics ses Motifs de décision en septembre 1988. La demande de licence a été approuvée.

Dome Petroleum Limited - Licence

Dome a demandé, en date du 28 juillet 1988, une licence lui permettant d'exporter à Northern States Power Company

Points saillants sur les sociétés pipelinières qui relèvent de l'Office national de l'énergie

	Base des taux de 1988[1] (millions de $)	Besoins en revenus de 1988 (millions de $)	Longueur (doublements compris) (km)	Débit réel en 1988
GROUPE 1[2]				
Gaz				($10^6 m^3$)
Alberta Natural Gas Company Ltd	16	26	172	14 622
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	698	179	849	11 660
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	383	72	341	2 576
TransCanada PipeLines Limited	2 567	914	10 675	36 782
Westcoast Energy Inc.	818	276	4 514	9 213
Pétrole				($10^3 m^3$)
Cochin Pipe Lines Ltd.	52	28	1 125	3 667
Énergie Interhome Inc.	675	269	6 652	83 046
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	319	76	868	1 789
Les Pipelines Trans-Nord Inc.	47	24	847	9 180
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	85	57	1 328	10 317
Groupe 2				
Total	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

1 Valeur nette des installations ou l'équivalent, y compris le fonds de roulement
2. Le groupe 1 comprend les dix grandes sociétés pipelinières. Les autres sociétés constituent le groupe 2.
Source: Estimations préliminaires obtenues auprès des sociétés pipelinières.

1,504 milliards de mètres cubes (53 milliards de pieds cubes) de gaz naturel pendant une période de 13 ans commençant le 1er novembre 1988. Dome exporte actuellement du gaz en vertu d'une ordonnance d'exportation à court terme et désire réaliser ces ventes aux termes d'un contrat à long terme.

L'Office a tenu une audience publique à Calgary, en octobre 1988, et a annoncé en janvier 1989 sa décision d'approuver la demande.

ProGas Limited et Western Gas Marketing Limited - Licence

Le 11 août 1988, ProGas et Western Gas Marketing, à titre d'agent de TransCanada PipeLines Limited, ont présenté des demandes en vue de modifier leurs licences actuelles ou d'obtenir d'autres licences de façon à pouvoir desservir la Phase II d'Ocean State Power, centrale à cycle combiné qui sera construite à Burrillville, dans le Rhode Island.

ProGas se propose d'exporter 5,17 milliards de mètres cubes (186 milliards de pieds cubes) de gaz pendant une période de 20 ans et six mois débutant le 1er mai 1991. Cette quantité d'exportation était déjà autorisée aux termes de la licence GL-81 et ne représente pas un volume additionnel d'exportation.

Western Gas Marketing se propose d'exporter 5,4 milliards de mètres cubes (196 milliards de pieds cubes) de gaz pendant une période de 21 ans et six mois débutant aussi en mai 1991. Cette quantité d'exportation était déjà autorisée aux termes de la licence GL-90.

L'Office a tenu une audience publique à l'égard de ces deux demandes en octobre 1988.

L'approbation des demandes a été annoncée en janvier 1989.

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. - Prorogation de licence

En novembre 1987, l'Office a reçu une demande d'Alberta and Southern visant la modification de la licence d'exportation de gaz GL-99 aux termes de laquelle la société est autorisée à exporter du gaz naturel à Pacific Gas Transmission qui le revend à Pacific Gas and Electric Company, dans le nord de la Californie. La société a demandé que la licence soit prorogée de 16 ans, soit de 1994 à 2010, et que le volume total de gaz qu'elle peut exporter soit augmenté de 169,3 milliards de mètres cubes (6 billions de pieds cubes). Cette demande remplace la demande déposée par la société en 1985.

L'Office a tenu une audience publique à Calgary, en décembre 1988, et devrait rendre sa décision au printemps de 1989.

Licences étayant la demande visant les installations de TransCanada de 1989

En 1988, l'Office a reçu un certain nombre de demandes de nouvelles licences d'exportation ou de modifications à des licences existantes. Ces licences étayeraient les installations demandées par TransCanada en date du 28 juillet 1988 en vue d'agrandir son réseau pipelinier en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec. (Voir *Installations pipelinières*).

Voici le détail de ces demandes.

a. Canterra Energy Ltd., demande datée du 13 septembre 1988
   Norcen Energy Resources Ltd., demande datée du 14 septembre 1988
   Poco Petroleums Ltd., demande datée du 15 septembre 1988
   Shell Canada Limitée, demande datée du 14 septembre 1988
   Western Gas Marketing Limited, demande datée du 15 septembre 1988.

Ces sociétés se proposent d'exporter un volume total de gaz pouvant atteindre 22 milliards de mètres cubes (0,77 billions de pieds cubes) aux sociétés Consumers Power Company et Midland Cogeneration Venture Limited Partnership du Michigan. Ces exportations se feraient à partir d'Emerson, au Manitoba, pendant une période de 16 ans, entre 1988 et 2005.

b. Vector Energy Inc., demande datée du 29 août 1988

Vector se propose d'exporter un maximum de 380 millions de mètres cubes (13,4 milliards de pieds cubes) de gaz naturel pendant une période de 20 ans, de 1989 à 2009. Ce gas serait vendu à Altresco Inc. de Denver, au Colorado, pour un projet d'installation de cogénération situé à Pittsfield, au Massachusetts.

c. Direct Energy Marketing Limited, demande datée du 12 octobre 1988

Direct Energy prévoit exporter un maximum de 936 millions de mètres cubes (33 milliards de pieds cubes) pendant une période de 15 ans commençant en novembre 1989. Ce gaz serait vendu à Consolidated Fuels et servirait à approvisionner les installations de cogénération d'Arrowhead qui seront construites à East Georgia, au Vermont. Direct Energy a demandé en janvier 1989 que l'étude de sa demande soit reportée.

L'Office a tenu des audiences publiques à l'égard de ces demandes à Calgary, en janvier 1989.

Western Gas Marketing Limited/ProGas Limited - Prorogation de licences

L'Office a reçu une demande de Western Gas Limited datée du 16 septembre 1988 et une autre de ProGas datée du 28 octobre 1988 pour l'exportation de gaz naturel aux États-Unis.

Western Gas Marketing a demandé que le terme de sa licence GL-83, aux termes de laquelle la société exporte du gaz naturel à Boundary Gas Inc., soit reporté de novembre 1996 à janvier 2003. Les exportations se font à partir de Niagara Falls, en Ontario.

ProGas a demandé pour sa part que sa licence GL-98, qui lui permet d'exporter du gaz à quatre sociétés pipelinières interétatiques américaines desservant le Midwest et le Nord-Est, soit prorogée de six ans, soit de 1994 à 2000. Cette modification lui permettrait d'exporter 33,48 milliards de mètres cubes (1,18 billion de pieds cubes) de gaz durant la durée de la prorogation.

L'Office a décidé de tenir une audience publique à l'égard de ces demandes immédiatement après la fin de l'audience pour l'examen des demandes étayant la demande de TransCanada relativement aux installations de 1989. (Voir demande susmentionnée.)

Exportations d'électricité

Hydro-Québec - Exportation à New England Utilities

En août 1987, Hydro-Québec a déposé une demande en vue d'obtenir une licence l'autorisant à exporter à New England Utilities 70 térawatts-heures d'énergie garantie au cours d'une période de dix à quatorze ans commençant en 1990.

Cette demande faisait suite au rejet par l'Office d'une demande antérieure similaire d'Hydro-Québec. L'Office avait conclu que la preuve produite par Hydro-Québec ne permettait pas de démontrer:

- que l'énergie proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada;
- que le prix à l'exportation n'était pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent dans des régions adjacentes.

Hydro-Québec avait omis d'offrir d'abord cette électricité aux services publics avoisinants, soit ceux de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve, conformément à la pratique normale, et n'avait pas fourni d'autres preuves suffisantes pour démontrer à l'Office que l'énergie proposée à l'exportation

était excédentaire aux besoins du Canada et que le prix à l'exportation était juste et raisonnable par rapport à l'intérêt public.

Dans sa nouvelle demande, Hydro-Québec a indiqué qu'elle s'était conformée à la décision antérieure de l'Office et avait offert l'énergie destinée à l'exportation aux services publics canadiens directement interconnectés.

L'Office a tenu une audience publique en décembre 1987. En janvier 1988, il a fait connaître sa décision d'approuver la licence demandée.

Maine and New Brunswick Electrical Power Company - Licence d'exportation

Dans une demande datée du 17 septembre 1987, Maine and New Brunswick a sollicité une licence l'autorisant à exporter à sa société mère, Maine Public Service Company située à Presque Isle, dans le Maine, 37 mégawatts de puissance garantie et 200 gigawatts-heures d'énergie au cours de toute période de douze mois consécutifs sur une période de vingt ans.

L'Office a tenu une audience publique à Saint John, Nouveau-Brunswick, en mars et a rendu publics en juin 1988 ses Motifs de décision approuvant la licence demandée.

Hydro-Québec - Exportations aux Vermont Joint Owners

Dans une demande datée du 29 juin 1987, Hydro-Québec a sollicité une licence l'autorisant à exporter jusqu'à 50 mégawatts de puissance garantie et 438 gigawatts-heures d'énergie garantie aux Vermont Joint Owners pour la période comprise entre le 1er mars 1988 et le 31 octobre 1990.

L'Office a tenu une audience sur cette demande en janvier 1988 et fait connaître sa décision d'accorder la licence demandée le même mois.

British Columbia Hydro and Power Authority - Prorogation de licence

Dans sa demande datée du 10 août 1988, B.C. Hydro demandait que le terme de sa licence EL-162, délivrée en 1984, soit reporté après le 30 septembre 1988. La société n'a pas précisé de quelle durée elle désirait voir sa licence prorogée. À cause de changements particuliers des circonstances depuis la délivrance de la licence, l'Office considère que cette demande porte sur la révision de la licence conformément aux termes du paragraphe 21(1) (précédemment 17(1)) de la Loi. L'Office traite aussi la demande comme une demande de prorogation au 30 septembre 1990, date du terme demandé dans la demande de licence originale de 1983.

L'Office a prorogé la licence de six mois, jusqu'au 31 mars 1989, de façon à disposer du temps suffisant pour mener sa révision.

L'Office a décidé de tenir à partir du 6 mars une audience publique sur la façon de mener ladite révision.

Hydro-Québec - Prorogation de licence

Dans une demande datée du 27 octobre 1988, Hydro-Québec sollicitait la modification de sa licence EL-96 en vue de la proroger de sept ans, soit de 1991 à 1998.

L'Office a avisé la société en décembre que cette demande serait traitée comme une demande de nouvelle licence et qu'il tiendrait une audience publique. Il a aussi informé qu'Hydro-Québec devrait fournir des renseignements supplémentaires à l'appui de sa demande.

Installations pipelinières[1]

TransCanada PipeLines Limited - Installations et conception des droits en 1988 et 1989

En juin 1987, TransCanada a déposé une demande, revue plusieurs fois par la suite, pour obtenir l'autorisation d'agrandir son réseau pipelinier dans le Canada central de façon à pouvoir livrer davantage de gaz en Ontario, au Québec et dans le Nord-Est des États-Unis.

Les livraisons aux États-Unis seraient effectuées en vertu de licences délivrées par l'Office aux sociétés Western Gas Marketing Ltd., ProGas Limited, KannGaz Producers Ltd. et au consortium Alberta Northeast Gas, Limited (ANE). Le gaz exporté par ProGas serait livré au projet de cogénération Ocean State Power, dans le Rhode Island. Toutes les exportations se feraient à partir de Niagara Falls ou d'Iroquois, en Ontario.

Les installations demandées, d'un coût estimé à 335 millions de dollars, comprendraient la construction de quatre segments pipeliniers parallèles au pipeline actuel. Ces segments, d'une longueur totale de 65 kilomètres seraient situés près de Niagara Falls et de Sarnia, en Ontario, et de Saint-Jean-sur-Richelieu, au Québec. Deux autres segments de nouveau pipeline, d'une longueur totale de 35 kilomètres, seraient construits près de Hamilton et d'Iroquois, en Ontario. Les travaux d'agrandissement comprenaient également la construction de nouvelles stations de comptage et de compression, de même que l'installation, la réinstallation ou l'augmentation de la puissance de compresseurs et de refroidisseurs complémentaires.

1 Comprenant la conception des droits, selon le cas.

TransCanada a aussi demandé que l'on applique aux installations visées par sa demande la méthode actuelle de répartition des coûts et de conception des droits applicables aux ventes et au transport sur le marché de l'exportation.

L'Office a tenu une audience sur cette demande entre novembre 1987 et février 1988.

Dans une seconde demande datée du 29 mars 1988, TransCanada demandait d'avancer du 1er novembre 1989 au 1er novembre 1988 la construction de certaines des installations visées par sa demande de juin 1987 et de pouvoir construire d'autres installations non comprises dans sa demande antérieure. Ces nouvelles installations comprenaient notamment un segment de 19 kilomètres de pipeline parallèle au pipeline déjà en place près de Cornwall, en Ontario, et la réinstallation provisoire de deux compresseurs portatifs. On a estimé à 21 millions de dollars le coût de ces installations. La société avait besoin de ces nouvelles installations et de dates plus rapprochées de mise en chantier pour fournir le service accru de transport du gaz demandé par The Consumers' Gas Company Ltd. et Gaz Métropolitain, inc.

Le 31 mai 1988, l'Office a rendu sa décision sur les installations qui devaient être en service au plus tard le 1er novembre 1988 et sur les questions connexes de droits et de tarifs. Cette décision a été prise tôt en raison des contraintes de temps imposées par la saison de la construction de 1988.

L'Office a approuvé la construction de trois segments pipeliniers d'une longueur totale de 49 kilomètres, parallèles au pipeline en place, près de Sarnia et de Niagara Falls, en Ontario, et près de Saint-Jean-sur-Richelieu, au Québec. Il a aussi approuvé l'installation de nouveaux refroidisseurs complémentaires, l'augmentation de la puissance d'un certain nombre de compresseurs et la réinstallation de trois autres compresseurs.

Compte tenu des problèmes soulevés par le financement et la construction en temps opportun et au plus bas coût du projet Ocean State Power, l'Office a aussi assuré à la Société qu'il était disposé à recommander au gouverneur en conseil d'approuver les installations nécessaires pour réaliser ces exportations.

L'approbation d'un segment de 19 kilomètres parallèle au pipeline près de Cornwall a été reportée jusqu'à ce que TransCanada ait déposé une preuve selon laquelle il avait avisé tous les propriétaires des biens-fonds touchés. Lorsqu'il a reçu cette preuve, l'Office a autorisé la construction du segment en juin 1988.

L'Office a rendu sa décision sur le reste du projet en août 1988. Il a approuvé la construction de deux segments pipeliniers, l'un de 12,8 kilomètres, l'autre de 3,5 kilomètres, parallèles au pipeline situé

près de Niagara Falls, et celle d'un autre segment de 30,9 kilomètres d'un nouveau pipeline près de Hamilton. L'Office a aussi approuvé l'installation de six compresseurs au Manitoba et en Ontario.

L'Office a décidé de ne pas recommander au gouverneur général en conseil de délivrer un certificat visant la construction d'un segment de 4,5 kilomètres d'un nouveau pipeline près d'Iroquois et l'installation connexe de compresseurs pour l'exportation de gaz naturel par Alberta Northeast Gas, Limited. L'Office a établi que le processus de réglementation aux États-Unis ne permettrait pas de construire la partie américaine du projet ANE-Iroquois à la date prévue de commencement, soit le 1er novembre 1989.

L'Office a aussi décidé d'appliquer aux installations approuvées la méthode de conception des droits demandée par la société, soit la méthode de péréquation, et que des droits supplémentaires seraient prélevés auprès des expéditeurs demandant une pression de livraison supérieure à 4 000 kilopascals.

L'Office a également pris un certain nombre de décisions relativement au tarif de TransCanada, notamment en ce qui a trait à l'accès aux pipelines, l'élimination de la disposition relative à la "conversion" et l'établissement d'un processus équitable de "mise en file d'attente". L'Office a aussi été d'accord avec la proposition de TransCanada d'éliminer de son tarif la clause prévoyant que TransCanada ne peut pas construire d'installations additionnelles afin de fournir un service garanti à court terme.

L'Office a aussi établi qu'en se dirigeant vers des marchés déréglementés du gaz, TransCanada devenait davantage un pipeline d'accès libre. Mais puisque les expéditeurs éventuels ont le droit de connaître les conditions d'accès à un pipeline avant de négocier des contrats, l'Office a ordonné à la société de stipuler dans son tarif *toutes* les conditions à remplir pour avoir accès à son réseau pipelininier.

Après que l'Office ait rendu ces décisions, TransCanada a présenté une autre demande, en juillet 1988, à l'égard de nouvelles installations lui permettant d'accroître la capacité de son réseau pipelinier de façon à desservir les marchés intérieurs et de l'exportation, en voie d'expansion, sur une échelle plus vaste que prévu dans les demandes de juin 1987 et de mars 1988. (Voir ci-dessous)

Le 9 juin 1988, Cyanamid Canada Pipeline Inc. a demandé une révision de la partie de la décision de l'Office du 31 mai 1988 qui prévoit que pour avoir le droit de renouveller son contrat relatif au réseau pipelinier de TransCanada, l'expéditeur doit donner un préavis au moins six mois avant la fin de son contrat ou moins, selon les stipulations de TransCanada.

L'Office a rejeté cette demande en juin 1988.

Le 8 novembre 1988, Union Gas a demandé à l'Office de revoir sa décision de juillet 1988 sur les installations que doit construire TransCanada. Plus précisément, Union demandait que TransCanada soit tenue de démontrer à l'Office que la construction de sa canalisation Kirkwall près de Hamilton, en Ontario, ne faisait pas double emploi avec celle déjà en place du réseau de Union. Union demandait aussi que soit ajouté au certificat autorisant TransCanada à construire sa canalisation Kirkwall une clause stipulant que TransCanada ne pouvait pas commencer ses travaux jusqu'à ce que l'Office ait rendu une décision quant à la demande de Union.

Le 17 novembre, l'Office a décidé de rejeter la demande de Union.

TransCanada PipeLines Limited - Installations de 1989-1990

Dans une demande datée du 28 juillet 1988, TransCanada demandait à l'Office d'approuver l'agrandissement de son réseau pipelinier en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec de façon à pouvoir mieux desservir les marchés intérieur et de l'exportation, en voie d'expansion.

Ces travaux d'agrandissement comprenaient notamment la construction de 21 segments pipeliniers, d'une longueur totale de 320 kilomètres, parallèles aux canalisations existantes, l'installation de huit nouveaux compresseurs dans des stations de compression existants, l'augmentation de la puissance de cinq compresseurs et des modifications à trois compresseurs.

TransCanada estimait à 555 millions de dollars le coût de ces travaux et prévoyait qu'ils devaient être achevés au plus tard le 1er novembre 1989 pour pouvoir réaliser les ventes projetées, répondre aux exigences des contrats de transport existants et offrir de nouveaux services sur les marchés intérieurs et de l'exportation. Ces installations fourniraient aussi à la société une capacité de réserve lui permettant d'offrir de nouveaux services garantis prévus dans les années à venir.

L'Office a tenu une audience publique sur cette demande en octobre et en novembre 1988.

En décembre 1988, l'Office a rendu publique une décision anticipée. Ses Motifs de décision seront publiés dans la nouvelle année.

La décision a été rendue rapidement afin que TransCanada puisse mettre en oeuvre un plan de construction d'hiver au meilleur prix, ait suffisamment de temps pour se procurer les compresseurs et les canalisations dont elle a besoin et puisse traiter les questions relatives au financement des projets de Northland Power et d'Ocean State Power.

Après avoir reçu l'approbation du gouverneur en conseil, l'Office a délivré trois certificats d'utilité publique à l'égard des installations visées par la demande. L'Office a de plus déclaré qu'il recommanderait au gouverneur en conseil de révoquer le certificat GC-71 pour six compresseurs de 12,5 MW.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. - Installations et conception des droits

En septembre 1987, Trans Mountain a déposé une demande en vue d'être autorisée à agrandir son réseau pipelinier en Colombie-Britannique et en Alberta, et d'obtenir des droits applicables au réseau agrandi et des modifications de la conception actuelle des droits.

La société a proposé de réaliser l'agrandissement en deux étapes. Les installations de la première étape lui permettraient de transporter des volumes croissants de pétrole brut lourd tout en continuant de respecter ses engagements, c'est-à-dire de transporter du pétrole brut léger aux raffineries de Vancouver et des produits raffinés à Kamloops. La demande porte sur un accroissement de la capacité de stockage à Edmonton et Burnaby, deux nouvelles stations de pompage, et des travaux importants d'agrandissement et de modification de sept stations de pompage déjà en place. Trans Mountain prévoit que la construction des installations, qui devraient coûter environ 57 millions de dollars, devrait être terminée vers la fin de 1989.

Les installations de la deuxième étape permettraient d'exporter d'autres produits, comme le méthanol ou l'éther butylique tertiaire de méthyle, utilisés pour augmenter l'indice d'octane de l'essence pour moteurs. La construction de ces installations commencerait seulement lorsque la société serait raisonnablement assurée que ces expéditions se concrétiseraient. Les travaux prévus à la deuxième étape, qui devraient coûter quelque 27 millions de dollars, comprennent la construction de trois nouvelles stations de pompage et la remise en service de deux doublements inutilisés, de 762 millimètres de diamètre chacune, d'une longueur totale de 82 kilomètres.

L'Office a commencé l'audience publique de la demande en février 1988, à Vancouver. Cette partie de l'audience s'est poursuivie pendant dix jours. La plaidoirie finale a été entendue à Ottawa, les 29 février et 1er mars 1988.

L'audience a repris à Burnaby du 11 au 14 avril 1988 en vue d'obtenir la preuve sur les questions socio-économiques et écologiques soulevées par certains intervenants. Le dossier a été fermé le 24 mai 1988.

L'Office a publié ses Motifs de décision en août 1988. Il a approuvé les installations de l'étape I, mais rejeté celles de l'étape II.

L'Office a aussi approuvé la proposition de Trans Mountain d'inclure les coûts d'immobilisation et d'exploitation des installations de l'étape I dans une base des taux et des besoins en revenus communs.

L'Office a aussi rendu un certain nombre de décisions sur la conception des droits, notamment sur la méthode à utiliser pour déterminer les frais supplémentaires sur la capacité applicables aux pétroles bruts lourds.

En septembre, le groupe Burnaby Citizens for Environmental Protection a demandé à l'Office de revoir et de suspendre sa décision autorisant l'agrandissement des installations pipelinières.

L'Office a rejeté cette demande en décembre.

St. Clair Pipelines Ltd./TransCanada PipeLines Limited - Installations

Dans une demande datée du 15 juin 1988, St. Clair Pipelines Ltd. demandait à l'Office d'approuver la construction d'un pipeline de 700 mètres sous la rivière Sainte-Claire près de Sarnia, en Ontario. Ce nouveau pipeline relierait les installations de stockage et de transport de deux sociétés pipelinières, Union Gas Limited en Ontario et Michigan Consolidated Gas Company au Michigan. Le diamètre des canalisations serait de 610 millimètres (24 pouces). Dans sa demande, St. Clair a aussi déclaré que ce lien accroîtrait l'accès aux approvisionnements de gaz américain à prix concurrentiel et permettrait l'accès aux installations de stockage souterrain de Michigan Consolidated.

Dans une demande datée du 25 août, TransCanada PipeLines Limited proposait une solution de rechange. TransCanada désirait construire un doublement de 3,3 kilomètres de son pipeline, près de son raccordement à Union Gas.

Ces deux demandes ont été étudiées dans une audience tenue en septembre 1988.

L'Office a rendu publics ses Motifs de décision en novembre 1988. Il a approuvé la demande de St. Clair et rejeté celle de TransCanada.

Droits et tarifs

TransCanada PipeLines Limited - Droits exigibles en 1988

Le 21 décembre 1987, TransCanada PipeLines Limited a déposé une demande visant les droits exigibles en 1988 et a aussi demandé une

ordonnance rendant ses droits provisoires au 1er janvier 1988. Le 20 janvier 1988, l'Office a fixé les droits provisoires à 10 % sous le niveau de ceux de 1987.

L'Office a informé TransCanada qu'il tiendrait une audience publique en deux étapes. La première étape traiterait des questions de conception des droits et des tarifs, y compris l'autosubstitution par les distributeurs. La seconde traiterait des questions du coût du service et du reste des questions tarifaires.

L'étape I de l'audience, d'une durée de 54 jours, a débuté le 16 mai 1988, à Ottawa, et a pris fin le 13 septembre. Le 17 juin, l'Office a rendu sa décision sur une des questions étudiées à l'audience, soit l'élimination du solde des comptes de report en date du 31 décembre 1987 et des frais financiers connexes. L'Office a décidé que ce solde, représentant un crédit total net de quelque 76 millions de dollars, servirait à diminuer les besoins en revenus durant une période de six mois commençant le 1er juillet 1988. Il a donc réduit les nouveaux droits provisoires d'un autre 30 % en date du 1er juillet 1988.

Lorsque le crédit provenant des comptes de report a été épuisé, à la fin de 1988, l'Office a fixé de nouveaux droits provisoires entrant en vigueur le 1er janvier 1989. Ces nouveaux droits étaient de 23 % supérieurs aux droits provisoires qui avaient cours et étaient fondés sur les prévisions des besoins en revenus de TransCanada pour 1989, rajustées en fonction du dernier taux de rendement approuvé.

Le 5 janvier 1989, l'Office a fait connaître sa décision sur le reste des questions de l'étape I et rendu publics ses Motifs de décision. L'une des décisions clés a été la levée de l'interdiction sur "l'autosubstitution", c'est-à-dire le transport de gaz acheté par les distributeurs en remplacement du gaz qu'ils achetaient chez TransCanada.

L'étape II de l'audience a débuté le 9 janvier 1989, à Calgary.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. - Tarif

En juin 1987, Foothills a demandé que son tarif de transport du gaz naturel soit modifié afin de permettre l'établissement du service interruptible. En octobre 1987, l'Office a tenu une audience publique à Ottawa.

En décembre 1987, l'Office a approuvé la demande présentée par Foothills en vue d'obtenir une ordonnance provisoire lui permettant d'établir le service interruptible sur le tronçon de Saskatchewan de son réseau pipelinier (zone 9) d'après le taux et selon les modalités comprises dans sa demande. En janvier 1988, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision autorisant Foothills à offrir deux niveaux de service interruptible en Saskatchewan. Les droits

applicables au premier niveau, de priorité supérieure au second, ont été fixés à 3,065 $ le millier de mètres cubes par centaine de kilomètres selon un facteur de charge de 90 %, et les droits du second niveau, à 2,759 $, selon un facteur de charge de 100 %.

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. - Droits

Le 7 juillet 1988, TQM a déposé une demande relative à de nouveaux droits applicables au transport du gaz naturel entrant en vigueur le 1er janvier 1989, pour une période de deux années d'essai. La société a demandé l'approbation de droits mensuels de 5,945 millions de dollars en 1989 et de 5,858 millions en 1990. Les droits précédemment approuvés étaient de 6,038 millions de dollars. La société a aussi demandé un taux de rendement de 14,5 % sur ses capitaux en 1989 et de 14,75 % en 1990, à partir d'un taux reporté de 25 % sur ses capitaux propres. Dans sa demande, TQM désirait voir son taux de capitaux propres augmenté à 30 % à partir de novembre 1990. Le taux de rendement sur les capitaux approuvé précédemment était de 13,75 %, fondé sur un taux présumé de 25 %.

La partie orale de l'audience, qui portait sur la preuve en matière de taux de rendement et comprenait la plaidoirie et la réplique sur toutes les questions, a été tenue en novembre. La preuve sur les questions autres que le taux de rendement a été traitée par voie de mémoires.

En décembre, l'Office a rendu publique sa décision, ses Motifs de décision devant être publiés l'année suivante. L'Office a autorisé des droits mensuels de 5,886 millions de dollars à partir du 1er janvier 1989 et de 5,776 millions à partir du 1er janvier 1990. Il a rejeté la demande de TQM à l'égard de taux plus élevés de rendement et des capitaux propres tant pour 1989 que pour 1990. Le taux de rendement autorisé demeure à 13,75 % et celui des capitaux propres à 25 %.

North Canadian Oils Limited - Accès au pipeline de Foothills

Dans une demande datée du 17 août 1988, North Canadian Oils demandait à l'Office de délivrer une ordonnance en vertu du paragraphe 71(2) (auparavant 59(2)) de la Loi afin que Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. fournisse un service garanti à North Canadian Oils par le réseau pipelinier de Foothills en Saskatchewan.

Le 16 décembre, North Canadian Oils a déposé une autre demande, conformément aux dispositions du paragraphe 71(3) (auparavant 59(3)) de la Loi, en vue d'obtenir une ordonnance aux termes de laquelle Foothills devrait fournir les installations nécessaires à la réception, au transport et à la livraison du gaz offert à Foothills par North Canadian Oils.

Une audience sur ces deux demandes a commencé le 13 février 1989.

Pipeline Interprovincial Limitée - Enquête concernant un accident survenu près de Camrose, en Alberta

À la fin de 1986, l'Office a entrepris une révision de sa décision d'adopter la recommandation 5.9 du comité d'enquête chargé d'étudier un accident mortel survenu en 1985 sur le pipeline de la société Interprovincial près de Camrose, en Alberta. Aux termes de cette recommandation, les sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office devaient enlever toutes les soudures d'angle[1] faites sur des pipelines remplis de liquide dans certaines circonstances et vérifier, par échantillonnage, la solidité des autres soudures d'angle.

Le 22 juillet 1988, l'Office a informé l'industrie qu'il acceptait sa suggestion d'un processus de révision en deux étapes. La première étape consiste en un programme d'inspection et d'échantillonnage visant à recueillir la preuve pour la révision. Les sociétés étaient tenues de déposer cette preuve au plus tard le 31 décembre 1988. Au cours de la deuxième étape, l'Office ré-examinera la recommandation à la lumière de la nouvelle preuve. L'Office se réserve de prendre une décision à savoir s'il tiendra alors une audience publique.

L'Office a aussi invité l'industrie à lui faire part de ses observations sur les onze autres recommandations du rapport du comité. Les 22 janvier, 14 avril et 22 juillet 1988, après avoir étudié les observations de l'industrie, l'Office a rendu un certain nombre de décisions portant sur chacune des onze recommandations. Il a proposé des modifications aux normes applicables aux pipelines de l'Association canadienne de normalisation et entrepris de modifier son *Réglement sur les pipelines terrestres*.

1 La soudure d'angle sert à fixer un manchon ou un raccord autour d'une canalisation.

Autres activités de l'Office

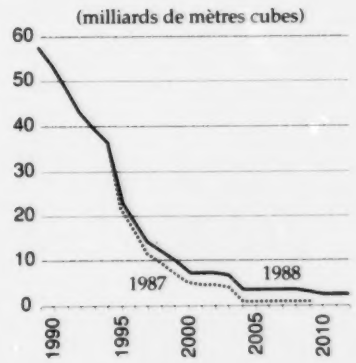
Pétrole

En 1988, l'Office a délivré 125 ordonnances d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers. Il reçoit tous les mois des données de l'industrie sur les volumes et les prix de ces exportations. Les données statistiques sont analysées et compilées et des rapports d'ensemble sont distribués dans l'industrie et à d'autres parties intéressées. L'Office publie aussi des rapports annuels sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers.

Gaz naturel

En 1988, l'Office appouvé 91 ordonnances d'exportation à court terme de gaz naturel. Il a également approuvé 2[1] nouvelles licences et 2 modifications de licences au cours de l'année (Voir figure 20 et l'annexe 4 sur le gaz.)

Figure 20
Autorisations de licences d'exportation à la clôture de l'année financière



En 1988, l'Office a veillé à ce que les transactions d'exportation de gaz naturel soient conformes aux termes des licences et aux dispositions contractuelles approuvées. Il a réuni et publié des données mensuelles sur les prix et les ventes à l'exportation ainsi que sur les coûts de transport connexes; ces données aident un comité de fonctionnaires du gouvernement fédéral et des gouvernements des provinces productrices à évaluer les prix à l'exportation en comparaison avec les prix sur le marché intérieur.

L'Office a publié un nouveau rapport sur l'évaluation du marché du gaz naturel canadien. (Voir *Études énergétiques*.)

Propane et butanes

En 1988, l'Office a continué de surveiller les exportations de propane et de butanes. L'Office a délivré 43 ordonnances d'exportation à court terme de propane. Parmi ces ordonnances, 2 ont été délivrées à des sociétés qui exportaient pour la première fois, alors que 3 sociétés n'ont pas renouvelé leurs ordonnances. L'Office a accordé 39 ordonnances d'exportation de butanes, dont 2 à de nouveaux exportateurs, mais 5 sociétés ont laissé expirer leurs ordonnances.

Éthane

Les exportations d'éthane sont soumises aux mêmes critères de réglementation que le gaz naturel. L'Office n'a délivré ni licence ni ordonnance d'exportation d'éthane en 1987.

1 La nouvelle licence GL-106 modifie et remplace la licence GL-96.

Électricité

Nouvelle politique sur les exportations d'électricité

En septembre, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a rendu publique une nouvelle politique sur la réglementation des exportations d'électricité et sur les lignes internationales de transport d'électricité. Cette nouvelle politique a pour but de diminuer et de simplifier les exigences en matière de réglementation dans ces domaines.

En vertu de cette nouvelle politique, les propositions des demandeurs seront normalement approuvées sous forme de permis de l'ONE, sans audience publique ni approbation du gouverneur en conseil. Cependant, s'il y a raison de croire que la proposition n'est pas dans l'intérêt du public canadien, le gouverneur en conseil, sur avis de l'Office, peut exiger la tenue d'audiences publiques.

La réglementation du gouvernement du Canada portera essentiellement sur les aspects des propositions n'ayant pas été traités assez à fond par les pratiques et procédures des organismes provinciaux de réglementation afin d'assurer particulièrement :

- que les exportations et les lignes internationales de transport d'électricité n'auront pas de répercussions néfastes, environnementales ou autres, à l'extérieur de la province,
- que les Canadiens souhaitant acheter de l'électricité pour subvenir à leurs propres besoins auront un accès équitable à l'électricité offerte, à des prix ne dépassant pas ceux demandés aux clients étrangers.

Le Ministre a demandé à l'Office de mettre en oeuvre cette politique dans toute la mesure du possible où la *Loi sur l'Office national de l'énergie* le permet, au cours de la période de transition précédant l'entrée en vigueur de la nouvelle législation.

En décembre, l'Office a publié une directive à l'intention des parties intéressées afin de les informer des mesures qui seront prises pour mettre en oeuvre la nouvelle politique.

La pleine mise en oeuvre de la politique exigera des modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Toutefois, jusqu'à ce que la loi soit modifiée, l'Office propose d'amender ses règles et règlements. L'adoption des modifications proposées prendra cependant un certain temps; l'Office a donc décidé de faire immédiatement un certain nombre de changements qu'il lui est possible de faire de son propre chef.

La directive précise les exigences et les procédures relatives aux exportations d'électricité et aux lignes internationales de transport d'électricité, qui seront appliquées en trois étapes.

Les exigences relatives aux renseignements touchant les licences d'exportation et les certificats relatifs aux lignes de transport d'électricité ont été modifiées et sont à partir de maintenant comme suit :

- Les renseignements détaillés exigés relativement aux excédents ont été remplacés par l'obligation générale pour les exportateurs de produire une preuve démontrant que les exportations proposées sont excédentaires par rapport aux besoins des Canadiens.

- Nombres d'autres exigences relatives aux renseignements étayant les demandes d'exportation ont été remplacées par celles indiquées dans la nouvelle politique de l'électricité.

- Dans sa nouvelle politique, l'Office a adopté le concept de l'accès équitable au marché, qui l'aidera à s'assurer que les exportations sont conformes à l'intérêt public. Ainsi, s'ils le désirent, les exportateurs pourront satisfaire au deuxième critère de prix en indiquant qu'ils se sont conformés au concept de l'accès équitable au marché, plutôt que d'avoir à offrir aux services public interconnectés l'électricité proposée à l'exportation. Jusqu'à ce que le Règlement ait été modifié, les premier et deuxième critères de prix auxquels on doit actuellement satisfaire demeureront en vigueur. Toutefois, le troisième critère a été aboli dans le cadre des modifications adoptées pour la mise en oeuvre de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis.

- Les exigences relatives aux renseignements pour l'obtention de certificats, énoncées dans les *Règles de pratique et de procédure de l'ONE*, ont été remplacées par les exigences relatives aux renseignements applicables aux lignes internationales de transport d'électricité contenues dans la politique de l'électricité.

"La réglementation du gouvernement du Canada portera essentiellement sur les aspects des propositions n'ayant pas été traités assez à fond par les pratiques et procédures des organismes provinciaux de réglementation".

Lorsque le gouverneur en conseil aura approuvé les modifications au Règlement, comme le prévoit la nouvelle politique, l'Office continuera d'utiliser la politique sur l'accès équitable au marché pour établir si les exportations sont, à sa satisfaction, conformes à l'intérêt public.

Un autre changement qui sera mis en oeuvre lorsque le Règlement aura été modifié consiste dans l'élimination de toute limite quant à la quantité qui peut être exportée en vertu d'une ordonnance, sans audience publique, pour des périodes pouvant atteindre trois ans. À

l'heure actuelle, les exportations faites en vertu d'ordonnances sont limitées à 60 000 kilowatts et à 400 gigawatts-heures et, dans le cas des exportations et des échanges interruptibles, à 1 000 gigawatts-heures.

Pour la pleine mise en oeuvre de la nouvelle politique, la *Loi* devra être modifiée de façon à prévoir :

- l'autorisation des exportations, ainsi que de la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité, par la délivrance de permis, sans la tenue d'audiences publiques, à moins que le gouverneur en conseil n'assujettisse les demandes aux procédures établies pour la délivrance de licences et de certificats,

- la marche à suivre lorsque les demandes relatives à des exportations et à des lignes internationales de transport d'électricité sont assujetties à ces procédures,

- les changements aux procédures de tracé détaillé et d'acquisition des terres relativement aux lignes internationales de transport d'électricité.

Commerce interprovincial de l'électricité

En septembre 1988, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'Office de déterminer et d'étudier les mesures qui pourraient être prises pour favoriser la croissance du commerce interprovincial de l'électricité, pour encourager une plus grande collaboration entre les services publics et pour assurer, au acheteurs et vendeurs, l'accès, aux fins de commerce, à la capacité de transport des provinces dont il leur faut emprunter le réseau pour livrer l'électricité.

À la fin de l'année, l'Office cherchait le meilleur moyen de traiter cette question.

Autres activités du secteur de l'électricité

En février 1988, B.C. Hydro a demandé à l'Office de réviser sa décision de juillet 1984 de restreindre l'exportation de l'énergie produite à la centrale Burrard. Par suite de la révision, l'Office a approuvé la demande et modifié certaines modalités des licences EL-162 et EL-163 touchant aux activités de la centrale.

Au cours de l'année, l'Office a continué à remplir son rôle consultatif en tenant le Ministre informé de l'état des exportations d'électricité. L'Office a également continué ses consultations et ses échanges avec les autres ministères gouvernementaux et des groupes de l'industrie qui, au Canada comme aux États-Unis, coordonnent l'exploitation des services publics d'électricité en Amérique du Nord.

Les employés de l'Office ont conseillé Environnement Canada - Parcs à l'égard de la demande de Newfoundland and Labrador Hydro visant la construction d'un ligne de transport de 138 kV dans le Parc national de Gros Morne à Terre-Neuve. En outre, les employés ont continué de consulter l'industrie et de collaborer avec elle en ce qui concerne le modèle informatique CANEBEX-5, au moyen duquel sont calculés les avantages économiques découlant des transactions d'échange d'énergies économiques auxquelles participent parfois jusqu'à cinq réseaux.

Études sur l'énergie

En décembre 1988, l'Office a rendu publiques deux importantes études réalisées par ses employés dans le cadre de la surveillance permanente du secteur énergétique qu'il exerce dans l'exécution de ses fonctions de réglementation des exportations d'énergie et de consultation. La première, *L'Énergie au Canada : Offre et demande, 1987-2005*, datée de septembre 1988, est une mise à jour d'une étude antérieure, publiée en 1986. La seconde, *Évaluation du marché du gaz naturel*, datée d'octobre 1988, est la première d'une série d'études que l'Office publiera à intervalles réguliers. La publication du document avait été annoncée dans la décision de juillet 1987, dans laquelle l'Office adoptait la méthode axée sur les conditions du marché pour l'évaluation des demandes d'exportation de gaz.

L'Énergie au Canada : Offre et demande, 1987-2005

Cette étude présente des prévisions de l'offre canadienne de tous les principaux produits énergétiques, notamment l'électricité, le pétrole et le gaz naturel et leurs sous-produits, et de la demande d'énergie canadienne, au Canada et à l'étranger. Les employés de l'Office ont préparé des hypothèses et des résultats préliminaires, consulté les gouvernements provinciaux, des associations de l'industrie, des sociétés ainsi que d'autres parties intéressées et, à la lumière de ces consultations, ils ont établi des projections.

Le rapport montre les approvisionnements appropriés de gaz naturel aux prix les plus élevés et le besoin d'augmenter la capacité de production d'électricité de façon considérable. Le maintien des exportations nettes de pétrole dépend de la croissance économique et des prix du pétrole.

L'analyse a été menée à l'aide de deux scénarios de croissance économique et des prix de l'énergie. Dans le scénario élevé, la croissance économique atteint en moyenne environ 3 % par année et les prix du pétrole brut sont supposés atteindre 30 $ US (en dollars de 1987) le baril d'ici l'an 2000 et s'y maintenir en termes

réels ultérieurement. Dans le scénario bas, la croissance économique atteint seulement 2 % par année et les prix du pétrole brut, s'élèvant beaucoup plus lentement, atteignent 20 $ US (en dollars de 1987) le baril d'ici l'an 2005.

Le rapport indique que les prix du pétrole devraient fluctuer largement d'année en année, mais qu'il est peu probable qu'ils demeurent en deçà ou au delà de la fourchette prévue pendant de longues périodes. Il signale également que la trajectoire actuelle des prix du pétrole pourrait être une combinaison des deux prévisions, qu'elle pourrait, par exemple, être proche du scénario bas dans les premières années, mais qu'à la longue, elle pourrait se rapprocher du scénario élevé.

Voici les principaux résultats de cette étude :

- Les prévisions de l'offre de pétrole et de gaz naturel de l'Ouest canadien sont plus élevées qu'en 1986, comme l'est l'offre de pétrole provenant des régions pionnières. Pour la première fois, l'offre de pétrole provenant des régions pionnières est comprise dans le rapport.

- Dans le rapport, la demande d'énergie intérieure augmentera plus lentement que la croissance économique en raison du maintien des économies d'énergie et de l'évolution de la technologie. Le recours à des formes d'énergie de rechange, notamment le bois, les résidus ligneux, l'énergie éolienne et l'énergie solaire, augmentera également, mais le pourcentage de ces énergies dans l'utilisation totale d'énergie diminuera marginalement dans les deux scénarios, compte tenu des prix relativement bas des combustibles fossiles et de l'électricité.

- Le rapport prévoit un croissance des exportations nettes de charbon, d'électricité, de gaz naturel et des liquides de gaz naturel (propane, butanes et éthane), mais le maintien des exportations nettes de pétrole brut et des produits pétroliers dépend de la croissance économique et des prix du pétrole.

- Dans les deux scénarios, le Canada continuerait à exporter du pétrole brut lourd pendant toute la période des prévisions. Dans le scénario élevé, les exportations nettes de pétrole brut et de produits pétroliers augmentent beaucoup, mais dans le scénario bas, le Canada importe de grandes quantités de pétrole brut léger et de produits pétroliers.

- Dans les deux scénarios, l'offre de gaz naturel suffit pour satisfaire aux besoins intérieurs et à un accroissement des exportations, mais à des prix de plus en plus élevés. Dans le scénario élevé, les prix du gaz naturel au gisement, après traitement, en Alberta devraient plus que doubler en termes réels d'ici à 2005. Dans le scénario bas, les prix du gaz naturel

augmentent plus lentement et atteignent environ 70 % du niveau du scénario élevé prévu pour 2005.

- Malgré les incitations offertes aux utilisateurs d'électricité afin qu'ils réduisent leur demande, le rapport prévoit que de nouvelles grandes centrales devront être construites pour satisfaire aux besoins en électricité, tant sur le marché intérieur qu'à l'exportation. Les exportations canadiennes d'électricité devraient davantage se dérouler sur une base garantie plutôt qu'interruptible. Le rapport indique également que l'intensification du commerce interprovincial devrait aboutir à l'aménagement d'autres ressources hydro-électriques, dont la production viendrait se substituer à la production d'électricité fondée sur le nucléaire et les combustibles fossiles.

- La production de charbon devrait augmenter au cours de la période d'étude, par suite de l'accroissement de la demande intérieure de charbon à des fins de production thermique de l'électricité et en raison de niveaux d'exportation plus élevés.

Évaluation du marché du gaz naturel

Le rapport fournit une évaluation du fonctionnement du marché du gaz naturel canadien et un examen des perspectives à court terme de l'offre et de la demande de gaz naturel canadien.

Le rapport décrit en détail la structure et le fonctionnement du marché du gaz naturel canadien, en particulier depuis la signature, le 31 octobre 1985, de l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel*. L'étude présente des observations sur l'évolution du marché du gaz naturel canadien depuis la fin de 1985 :

"Le rapport conclut que la restriction de la capacité pipelinière pourrait poser un sérieux problème à court terme."

- Les producteurs ont maintenant une gamme plus vaste de possibilités commerciales, tandis que les utilisateurs ultimes peuvent choisir parmi diverses formules d'approvisionnement.

- Le nombre de producteurs de gaz vendant directement aux utilisateurs ultimes a considérablement augmenté. Cela a suscité une concurrence vigoureuse sur certains marchés du gaz naturel; cette concurrence, combinée à une chute des prix pétroliers, a provoqué une baisse importante dans les prix à la tête de puits.

- En général, les Canadiens ont payé pour le gaz des prix qui ne sont pas supérieurs aux prix à l'exportation.

- Les clients industriels à forte consommation de gaz ont reçu des rabais importants au cours des deux dernières années et ont pleinement bénéficié de l'établissement de prix concurrentiels à la tête de puits.

- Les prix exigés des autres utilisateurs ultimes ont baissé, mais dans une moindre mesure.

- Il existe dans le marché d'aujourd'hui une certaine latitude qui, pour de nombreuses personnes, aurait été impensable il y a quelques années.

En ce qui a trait aux perspectives de l'offre et de la demande, le rapport conclut que l'excédent qui a caractérisé le marché dans les dernières années se résorbe. Toutefois, la capacité de production annuelle continuera de dépasser la demande annuelle au cours des prochaines années, bien que l'excédent pourrait être faible les jours de pointe.

Le rapport conclut que la restriction de la capacité pipelinière pourrait poser un sérieux problème à court terme. La restriction de la capacité sur le réseau de NOVA Corporation of Alberta et sur le tronçon central du réseau de TransCanada pourrait provoquer des interruptions plus fréquentes de service chez les clients ayant recours au service interruptible. Elle pourrait également limiter les possibilités d'accroissement des exportations sur la plupart des marchés américains à court terme. Le service garanti offert aux utilisateurs des secteurs résidentiel et commercial à faible consommation devrait se poursuivre sans interruption.

En outre, le rapport est riche en renseignements sur l'évolution de l'industrie du gaz naturel et l'état actuel de la réglementation au Canada.

Activités pipelinières

L'Office réglemente 46 sociétés pipelinières s'occupant de l'acheminement du gaz, du pétrole et de produits pétroliers et gaziers. Les figures 21 et 22 montrent ces réseaux pipeliniers.

Toute nouvelle installation pipelinière doit être autorisée par l'Office avant sa construction. L'Office est chargé de surveiller la construction, l'exploitation et l'abandon des installations pipelinières ainsi que de veiller à la protection de l'environnement, afin d'assurer le respect des règlements sur la sécurité et l'environnement et des modalités de l'ordonnance ou du certificat d'approbation. De plus, l'Office vérifie les frais de construction et d'exploitation afin d'assurer que celui qui paie les droits reçoit un service efficace en proportion de ses coûts. La liste des ordonnances et certificats de construction de nouvelles installations pipelinières délivrés en 1988 figure aux annexes 1, 2 et 3 sur le pétrole et le gaz.

Des certificats sont délivrés pour les nouveaux pipelines de plus 40 kilomètres, si leur construction est approuvée par l'Office après la tenue d'une audience publique, conformément à la Loi. Tous les certificats doivent être approuvés par le gouverneur en conseil.

Au cours des dernières années, l'Office a entrepris la tâche d'examiner, de codifier et d'améliorer le *Règlement sur les oléoducs* et le *Règlement sur les gazoducs;* le nouveau *Règlement sur les pipelines terrestres* est issu de ces travaux dans le cadre desquels l'Office a rencontré à plusieurs reprises un groupe de travail consultatif de l'industrie afin d'assurer que le nouveau règlement tiendrait compte des opinions de l'industrie. En août, le gouverneur en conseil a donné son approbation et le nouveau règlement est entré en vigueur le 1er septembre 1988. Au cours de la même période, l'Office a rédigé un projet de *Règlement sur les pipelines marins* qu'il a distribué dans l'industrie en novembre, pour commentaires.

"...l'Office participe davantage aux activités de l'ACNOR, de sorte qu'il est maintenant représenté au sein de 23 comités, sous-comités et groupes de travail."

Le nouveau *Règlement sur les pipelines terrestres* accorde une importance plus grande aux normes de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR) à titre de critères reconnus en matière de conception, d'exploitation, d'entretien et d'abandon des gazoducs et des oléoducs. Pour cette raison, l'Office participe davantage aux activités de l'ACNOR, de sorte qu'il est maintenant représenté au sein de 23 comités, sous-comités et groupes de travail.

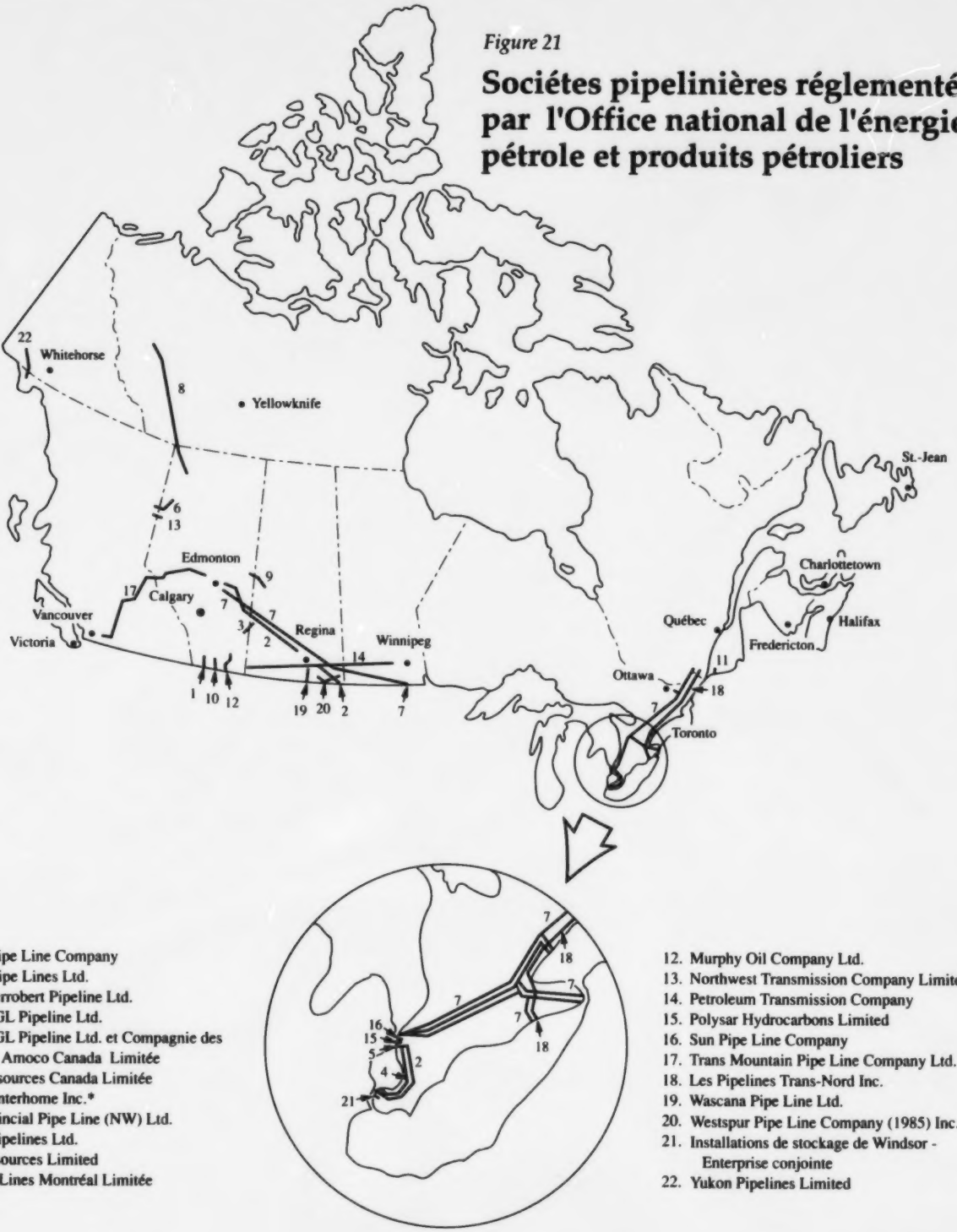
Dans le cadre de ses fonctions de réglementation, l'Office suit et examine les travaux du Comité de l'industrie pipelinière canadienne, dont le mandat est d'examiner et de commenter les résultats de l'enquête menée par l'Office à la suite de l'accident pipelinier survenu près de Camrose, en Alberta, en 1985. Les résultats de ces travaux permettront d'apporter d'importantes modifications au *Règlement sur les pipelines terrestres* et aux codes pertinents de l'ACNOR.

Inspections d'usage

Depuis février 1987, il incombe aux inspecteurs de l'Office d'appliquer et de mettre à exécution la partie IV du *Code canadien du travail* au sein des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office. Au cours de l'année, les inspecteurs ont visité 17 de ces sociétés et inspecté 236 installations. La plupart de ces inspections avaient un double aspect, soit les inspections d'usage de l'Office et les inspections de Travail Canada en matière de santé et de sécurité des travailleurs.

Figure 21

Sociétes pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie – pétrole et produits pétroliers



1. Aurora Pipe Line Company
2. Cochin Pipe Lines Ltd.
3. Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
4. Dome NGL Pipeline Ltd.
5. Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
6. Esso Ressources Canada Limitée
7. Énergie Interhome Inc.*
8. Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.
9. Manito Pipelines Ltd.
10. Mont Resources Limited
11. Les Pipe-Lines Montréal Limitée
12. Murphy Oil Company Ltd.
13. Northwest Transmission Company Limited
14. Petroleum Transmission Company
15. Polysar Hydrocarbons Limited
16. Sun Pipe Line Company
17. Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
18. Les Pipelines Trans-Nord Inc.
19. Wascana Pipe Line Ltd.
20. Westspur Pipe Line Company (1985) Inc.
21. Installations de stockage de Windsor - Enterprise conjointe
22. Yukon Pipelines Limited

* Le 5 mai 1988, Pipeline Interprovincial Limitée a adopté le nom Énergie Interhome Inc. Toutefois, les opérations pipelinières se poursuivent sous le nom d'affaires Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc.

Figure 22

Sociétés pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie – gaz naturel

1. Alberta Natural Gas Company Ltd
2. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (abandonnée)
3. A.P.R. Pipeline Company Ltd.
4. Canadian Montana Pipe Line Company
5. Canadian Hunter Exploration Ltd.
6. Champion Pipe Line Corporation Limited
7. Consumers' Gas (Canada) Limited
8. Dome Petroleum Limited
9. Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
10. ICG Transmission Holdings Ltd.
11. Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
12. Mid-Continent Pipelines Limited
13. Minell Pipeline Ltd.
14. Murphy Oil Company Ltd.
15. Newex Resources Ltd.
16. Niagara Gas Transmission Limited
17. Novacorp International Pipelines Ltd.
18. Peace River Transmission Company Limited
19. Saskatchewan Power Corporation
20. Produits Shell Canada Limités
21. St. Clair Pipelines Ltd.
22. TransCanada PipeLines Limited
23. Gazoduc TQM*
24. Union Gas Limited
25. Westcoast Energy Inc.
26. Embranchement Dempster (Corridor) de Foothills

* Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. a informé l'Office en décembre qu'elle porterait désormais le nom de *Gazoduc TQM*.

Accidents de pipelines

L'Office exige des rapports détaillés sur tous les accidents causant des blessures ou des décès, sur les cas de défaillance d'un pipeline, comme les fuites, les ruptures, les incendies ou les explosions, ou sur tout autre incident qui met hors d'usage un pipeline relevant de sa compétence. L'Office mène des enquêtes publiques, s'il y a lieu, pour établir les causes des accidents et déterminer, le cas échéant, des mesures de prévention. Ces rapports et enquêtes sont pris en considération au moment de la révision des normes de sécurité et d'exploitation des pipelines et des exigences réglementaires.
Dès qu'un pipeline subit des dommages, l'Office s'assure que les mesures nécessaires sont prises pour confiner les déversements d'hydrocarbures, protéger les personnes et les biens, faire réparer le pipeline endommagé et le remettre en service dès que possible. L'Office continue de surveiller les lieux de l'accident afin de s'assurer de l'efficacité du programme de restauration environnementale de la société pipelinière.

En 1988, l'Office a effectué diverses inspections sur les lieux des accidents pipeliniers afin de surveiller la mise en oeuvre des méthodes d'intervention en cas d'urgence, ainsi que des mesures visant à assurer la sécurité et à protéger l'environnement.

Le tableau 6 expose les causes des accidents survenus au cours des cinq dernières années. Au total, 38 accidents, dont un accident mortel, se sont produits en 1988.

Tableau 6
Causes des accidents pipeliniers survenus de 1984 à 1988

	1984	1985	1986	1987	1988
Soudures défectueuses	4	5	0	3	3
Défaillance matérielle	10	4	5	4	7
Dommages par des tiers	5	6	3	8	6
Corrosion	6	5	10	8	4
Divers	9	11	10	15	18
Total	**34**	**31**	**28**	**38**	**38**

Approbations

Au cours de 1988, l'Office a tenu des audiences publiques afin d'examiner les demandes déposées par TransCanada et Trans Mountain en vue d'étendre leurs réseaux. La rubrique *Audiences et enquêtes* donne plus de détails.

Westcoast a reçu l'autorisation de construire le gazoduc Umbach qui reliera à son réseau les réserves de gaz naturel situées dans la région d'Umbach, dans le nord de la Colombie-Britannique. Il est

prévu que cette canalisation de collecte de 20 kilomètres de longueur coûtera 3,5 millions de dollars. L'Office a également autorisé Westcoast à prolonger son réseau de 11,3 kilomètres, jusqu'à North Jedney. Ce prolongement doit coûter environ 3,2 millions de dollars; il servira à transporter du gaz naturel produit par Ressources énergétiques Norcen Limitée qui doit être traité à l'usine de traitement de Westcoast à Taylor. En outre, l'Office a approuvé l'achat et la construction, au coût d'environ 14,9 millions de dollars, des installations de déchargement de Laprise pour permettre la dérivation de 2,3 millions de mètres cubes par jour de gaz brut provenant des installations de Taylor jusqu'à la canalisation principale de Fort Nelson, ainsi que la construction, au coût de 1,4 million de dollars, du pipeline de Redwillow, de 8,4 kilomètres de longueur, qui permettra de collecter du gaz acide dans la région de Thunder et de l'acheminer à l'usine de traitement de Pine River.

Shell Canada a obtenu l'autorisation de construire une canalisation de croisement sous la rivière Sainte-Claire, près de Corunna (Ontario). Ce pipeline permettra à Shell d'exporter des liquides de gaz naturel à Salmon Resources Ltd. en utilisant le nouveau pipeline qui doit être construit par Salmon et qui se rendra jusqu'à l'usine de reformage de gaz de Consumers Power Company, à Marysville au Michigan. Le tronçon canadien du pipeline, d'approximativement 1 kilomètre de longueur, coûtera environ 1,2 million de dollars.

Dans une décision rendue en octobre 1988, l'Office a autorisé St. Clair Pipelines à construire une canalisation de 700 mètres de longueur sous la rivière Sainte-Claire, près de Sarnia (Ontario), en vue de relier les installations de stockage et de transport de deux sociétés pipelinières, soit Union Gaz Limited, en Ontario, et Michigan Consolidated Gas Company, au Michigan. Ce lien augmentera l'accès aux approvisionnements de gaz américain à prix concurrentiels et donnera accès aux installations de stockage souterrain de Michigan Consolidated.

Newex a reçu l'autorisation de construire deux courtes canalisations franchissant la limite de la Saskatchewan et de l'Alberta pour transporter du gaz naturel provenant des puits de cette société en Saskatchewan jusqu'au pipeline de Many Islands en Alberta.

L'Office a autorisé la vente du pipeline de Consolidated Pipe Lines, qui s'étend sur 210 kilomètres, de la frontière internationale, entre la Saskatchewan et le Montana, jusqu'au poste de TransCanada situé près de Herbert (Saskatchewan), ainsi que la cession du certificat et du permis de Consolidated à Many Islands.

En juin 1988, l'Office a autorisé Novacorp à construire une canalisation de 700 mètres de longueur sous la rivière Detroit, près de Windsor (Ontario). Ce tronçon fournira du gaz naturel à l'usine

de National Steel Corporation de Detroit, au Michigan, laquelle est desservie actuellement par le distributeur local : Michigan Consolidated Gaz Company. On estime que le pipeline coûtera environ 1 million de dollars et qu'il s'étendra à la station de comptage de Union Gas, à Ojibway, jusqu'à un point déterminé de la frontière internationale. À la fin de l'année, l'Office a ordonné à Union Gas de construire des installations de raccordement à Ojibway.

De plus, l'Office a approuvé diverses demandes concernant des installations de réception ou de livraison, le remplacement de canalisations et la modification d'installations pipelinières existantes.

Environnement

L'Office est conscient que le public canadien se préoccupe de plus en plus des incidences environnementales des projets énergétiques. Les sociétés qui prévoient de construire et d'exploiter des pipelines ou des lignes de transport d'énergie électrique doivent chercher à réduire au minimum les effets néfastes et à éviter de causer des dommages étendus ou irréversibles aux terres qui seront traversées. Afin de veiller à ce que les sociétés agissent de façon responsable, l'Office effectue des vérifications à toutes les étapes de la planification, de la construction et de l'exploitation d'un projet.

Les énoncés des incidences environnementales que les sociétés joignent aux demandes d'approbation de projets sont un élément important de cette vérification. Ces énoncés décrivent, dans son état actuel, le corridor où l'on se propose de construire le pipeline ou la ligne de transport d'électricité, les incidences prévues du projet sur ce corridor ainsi que les méthodes et les mesures qui seront appliquées par la société pour réduire ces incidences. L'Office analyse cet énoncé afin de déterminer si l'étude du milieu, l'évaluation des incidences environnementales du projet et les mesures connexes sont complètes et précises.

"Les sociétés qui prévoient de construire et d'exploiter des pipelines ou des lignes de transport d'énergie électrique doivent chercher à réduire au minimum les effets néfastes et à éviter de causer des dommages étendus ou irréversibles aux terres qui seront traversées."

De plus, lorsqu'il est impossible d'éviter des conséquences néfastes sur l'environnement, l'Office s'assure que les sociétés sont disposées à restaurer et à remettre en état les zones touchées. Dans ce cas, l'Office exige l'élaboration d'une liste des questions environnementales qui servira à suivre l'évolution de la situation. La liste complète le processus d'évaluation des incidences

environnementales et sert de fondement aux activités de protection de l'environnement au cours de toutes les étapes de construction et d'exploitation du projet. En 1984-1985, l'Office, avec la participation de l'industrie pipelinière, a défini les éléments devant figurer sur une liste de ce genre. Depuis lors, la liste des questions environnementales est devenue pour l'Office un outil supplémentaire au processus de protection de l'environnement.

Dans le cadre de son programme de protection de l'environnement, l'Office inspecte les chantiers de construction de pipelines et de lignes de transport d'énergie électrique pour vérifier leur conformité avec les méthodes de protection de l'environnement que les sociétés en question se sont engagées à suivre. De plus, ces dernières doivent déposer, après l'achèvement des travaux, des rapports de surveillance rendant compte de la remise en état de l'emprise ainsi que des points ajoutés à la liste des questions environnementales ou rayés de cette dernière.

Il incombe à l'Office de veiller à ce que les pipelines soient exploités et entretenus d'une façon qui respecte l'environnement. Pour ce faire, il effectue notamment des vérifications périodiques de la condition des emprises ainsi que des inspections des lieux d'accidents de pipelines pour s'assurer que les mesures de protection et de restauration de l'environnement sont entièrement mises en oeuvre. Il inspecte aussi les stations de pompage et de compression des pipelines, ce qui comprend des études du niveau de bruit et des vérifications des méthodes de manutention et de stockage des matières dangereuses. Il surveille également l'exploitation de plusieurs usines de gaz de Westcoast et porte une attention particulière aux émissions de soufre et aux fuites d'effluents provenant de bassins de traitement des déchets.

En 1988, l'Office a fait plusieurs inspections environnementales. Il a notamment inspecté les travaux de construction exécutés en 1988 sur le réseau TransCanada, dans le sud de l'Ontario et au Québec, près de Montréal, ainsi que le chantier du pipeline de Manito de Bodo, en Alberta, jusqu'à Cactus Lake, en Saskatchewan. L'Office a jugé que les travaux sont acceptables du point de vue de la protection de l'environnement, et que les sociétés ont utilisé des techniques appropriées d'atténuation et de restauration. Ces sociétés étudieront l'état des emprises, l'été prochain, présenteront un rapport à ce sujet en décembre 1989 et seront tenues de prendre toutes les mesures correctives nécessaires.

Les inspecteurs de l'Office ont également examiné les emprises des travaux récemment achevés, soit, durant l'été de 1988, le remplacement de conduites fait en 1987 par Interprovincial entre Edmonton (Alberta) et Regina (Saskatchewan), le remplacement de conduites de la canalisation nº 3 d'Interprovincial effectué en 1986 en Saskatchewan et au Manitoba, le doublement du pipeline de TransCanada, à Ancaster en Ontario, et l'agrandissement du

pipeline de Sikanni par Westcoast dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Au cours de l'été, l'Office a fait l'inspection aérienne annuelle du pipeline d'IPL(NW) dans les Territoires du Nord-Ouest et le nord de l'Alberta. Le retour à leur état premier des emprises inspectées en 1988 se poursuit à la satisfaction de l'Office, la construction des installations n'ayant eu que peu d'incidences environnementales. Les programmes de surveillance permanente permettront d'assurer que les effets de chaque nouveau chantier sur l'environnement seront atténués.

Dans le cadre de son programme de vérification périodique des exploitations, l'Office a effectué des inspections des installations de Westcoast dans le sud de la Colombie-Britannique et de sa dérivation dans le canyon Coquihalla, ainsi que du pipeline d'Interprovincial entre Sarnia et Montréal. Les emprises de Westcoast étaient bien entretenues, mais celles d'Interprovincial entre Sarnia et Toronto comportaient des zones où la croissance végétale semblait réduite. En raison de la sécheresse qui a sévi dans le sud de l'Ontario en 1988, l'Office a décidé de mener d'autres travaux de vérification en 1989, dans l'espoir que les conditions météorologiques seront plus normales, avant de faire une évaluation finale.

Dans le cadre de son programme d'inspection périodique des installations, l'Office a inspecté les parcs de réservoirs de Trans Mountain, à Burnaby et à Sumas, ainsi que le terminal de chargement de pétrole de Westridge. Toutes ces installations étaient bien entretenues. Il se dégage parfois des odeurs désagréables du parc de réservoirs de Burnaby et du terminal de Westridge au cours de chargements de brut corrosif. Cependant, Trans Mountain prévoit de construire trois nouveaux réservoirs de stockage munis de systèmes de traitement des vapeurs au parc de réservoirs de Burnaby; ces réservoirs seront utilisés pour entreposer les pétroles bruts malodorants. À Westridge, Trans Mountain a terminé la conception finale d'un système à deux étages de traitement des vapeurs. Toutefois, il faudra que le système soit approuvé par la Garde côtière canadienne et les autorités du port de Vancouver, et les sociétés de transport maritime devront accepter d'adapter leurs navires pour permettre le raccordement du système.

"...l'Office exige l'élaboration d'une liste de questions environnementales qui servira à suivre l'évolution de la situation. La liste complète le processus d'évaluation des incidences environnementales..."

Une fois les nouvelles installations de Burnaby et de Westridge aménagées, les odeurs désagréables pour les gens qui vivent dans le voisinage devraient être considérablement réduites ou éliminées.

L'Office a évalué l'état de remise en état et de restauration de cinq lieux de fuites le long du réseau de pipeline d'Interprovincial, en Alberta, et dans un emplacement au Manitoba. La restauration était satisfaisante dans tous les cas.

En outre, l'Office a inspecté l'emprise du pipeline de TransCanada, en Ontario, aux endroits où Bell Canada a installé son réseau de câbles de fibres optiques. La restauration des parties perturbées de l'emprise variait de passable à bonne. TransCanada demandera à Bell Canada d'exécuter d'autres travaux de remise en état aux endroits où la restauration n'est pas satisfaisante.

L'Office a continué de recueillir des données de base sur les émissions de bruit aux stations de pompage et de compression, en particulier aux installations situées dans les régions du sud de l'Ontario, lesquelles s'urbanisent rapidement. Il a inspecté les stations de pompage de Trans Northern situées à Oakville et à Nanticoke ainsi que les stations d'Interprovincial à South Westover, North Westover, Bryanston, Keyser et Sarnia.

En 1988, l'Office a entrepris un programme de surveillance de l'utilisation et de l'entreposage des biphényles polychlorés (BPC) et d'autres substances dangereuses aux installations pipelinières qui relèvent de sa compétence. Les BPC se retrouvent dans l'huile vidangée du matériel électrique qui n'est plus utilisé, mais pas dans le produit transporté par les pipelines. Le but du programme de surveillance est de garantir que les sociétés relevant de la compétence de l'Office prennent toutes les précautions nécessaires pour protéger l'environnement ainsi que la santé et la sécurité des gens lorsqu'elles utilisent, manipulent et entreposent des substances dangereuses. Le programme exige que les sociétés fournissent à l'Office une liste des BPC utilisés et stockés dans leurs installations. En outre, on a demandé aux sociétés de s'assurer que tous les lieux d'entreposage de BPC sont conformes aux lois afférentes et que des plans d'urgence sont prévus en cas d'accident impliquant des BPC. On leur a demandé en outre d'informer l'Office de leurs plans d'élimination des BPC. Selon les renseignements préliminaires recueillis, les sociétés pipelinières conservent au total 392 litres d'huile contaminée par les BPC dans des conditions satisfaisantes en attendant de les éliminer.

En 1989, l'Office élargira son programme de vérification environnementale et effectuera les inspections nécessaires pour que les installations qu'il régit utilisent et entreposent leurs BPC de façon sécuritaire. L'Office veillera également, en collaboration avec les sociétés, à ce que les autres substances dangereuses qui pourraient se trouver aux installations soient gérées de façon à protéger l'environnement ainsi que la santé et la sécurité des gens.

Croisements par des tiers

Tous les projets de construction touchant les pipelines réglementés par l'Office devaient être approuvés par ce dernier jusqu'au 17 octobre, date à laquelle le nouveau *Règlement sur les croisements de pipe-lines* a été approuvé. Au cours de l'année, 806 demandes de croisements de pipelines ou d'empiètements sur des emprises ont été approuvées par l'Office.

Grâce au nouveau règlement, les sociétés pipelinières qui relèvent de l'Office peuvent maintenant accorder à un tiers la permission d'entreprendre des travaux de construction influant sur des pipelines. Ces travaux doivent respecter les conditions établies dans le règlement et les normes de construction assurant la sécurité du public et des pipelines. L'Office interviendra dans l'approbation des croisements seulement s'il survient un différend entre le tiers et la société pipelinière.

"...806 demandes de croisements de pipelines ou d'empiètements sur des emprises ont été approuvées par l'Office."

En 1988, l'Office a effectué un certain nombre d'inspections, au hasard, des constructions de services publics effectuées, du Québec à la Colombie-Britannique. Ces inspections servent à encourager les constructeurs à employer des méthodes sécuritaires près des pipelines. Les inspecteurs de l'Office ont en outre surveillé l'installation de câbles de fibres optiques, par Bell Canada, près du pipeline TransCanada, en Ontario, et par la société B.C. Telephone, près des pipelines de Trans Mountain et de Westcoast, en Colombie-Britannique.

Depuis l'approbation du règlement, l'Office a enquêté sur quatre infractions au règlement commises par des tiers. Ces enquêtes ont pour objet d'empêcher que de telles infractions ne se reproduisent. L'Office sensibilise les contrevenants au besoin d'employer des méthodes de construction sécuritaires et il leur propose des changements à leurs méthodes.

Procédures relatives au tracé détaillé

En 1988, l'Office n'a reçu aucune demande exigeant qu'il applique les procédures relatives au tracé détaillé en regard du croisement de terrains privés par les pipelines. Cependant il a exempté de l'application de ces procédures plusieurs projets entraînant l'acquisition de nouveaux terrains. Dans chaque cas, le demandeur avait démontré qu'il avait obtenu les options ou les servitudes voulues sur tous les terrains nécessaires.

Revendications territoriales des autochtones

L'Office a continué de suivre les négociations du gouvernement fédéral en vue du règlement des revendications territoriales globales des autochtones dans les régions situées au nord du 60e parallèle. Ces revendications, dont celle de l'Ouest de l'Arctique (delta du Mackenzie), celle du Conseil des Indiens du Yukon, celle des Dénés et des Métis (vallée du Mackenzie) et celle de la Fédération Tungavik du Nunavut (est des Territoires du Nord-Ouest et Haut-Arctique) visent des régions qui renferment des réserves prouvées et potentielles de pétrole et de gaz naturel.

Le règlement de ces revendications en est actuellement à divers stades, soit :

1. Revendication de l'Ouest de l'Arctique - convention définitive des Inuvialuit, promulguée le 25 juillet 1984;

2. Revendication des Dénés et des Métis - entente de principe signée le 5 septembre 1988;

3. Revendication du Conseil des Indiens du Yukon - entente sur toutes les questions en suspens liées à une entente de principe conclue le 8 novembre 1988 (il est prévu qu'une entente de principe sera signée d'ici au printemps de 1989);

4. Revendication de la Fédération Tungavik du Nunavut - 23 sous-ententes ont été conclues jusqu'à présent en vue d'une entente de principe.

L'Office a participé aux négociations à titre d'observateur et était une source d'information sur les questions qui pouvaient toucher à des domaines relevant de sa compétence.

Protocole d'instruction

En 1988, deux protocoles d'instruction ayant trait aux questions foncières ont été envoyés à toutes les sociétés qui relèvent de la compétence de l'Office. L'un avait trait aux exemptions visant le dépôt de plans, de profils et de livres de référence et à la possibilité de tenir des audiences sur les procédures relatives au tracé détaillé. L'autre avait trait aux exigences à respecter, lorsqu'il faut délivrer des avis d'acquisition de terrains.

Dans le premier protocole, l'Office conclut que, lorsqu'une société agit seulement en vertu de l'article 58 (auparavant l'article 49) de la Loi, il n'est ni nécessaire ni convenable qu'elle demande d'être exemptée de l'application de tous les articles énoncés. L'Office a en effet constaté que certains articles de la Loi ne s'appliquent pas, sauf si un certificat est en vigueur.

Le second protocole explique qu'il faut qu'une société pipelinière délivre un avis d'acquisition de terrains à toutes les parties identifiables qui ont un intérêt (enregistré ou autre) dans un terrain particulier que la société se propose d'acquérir pour son pipeline.

Réglementation financière

En vertu de la partie IV de la Loi, l'Office est chargé de s'assurer que les droits de transport exigés par les sociétés pipelinières qui relèvent de sa compétence sont justes et raisonnables et qu'il n'y a pas de discrimination indue.

En 1988, 46 sociétés pipelinières relevaient de la compétence de l'Office, dont deux possèdent 2 pipelines chacune, soit 48 pipelines au total. Trois de ces pipelines sont inexploités. Les 45 oléoducs et gazoducs exploités se répartissent ainsi : le premier groupe comprend les dix principales sociétés pipelinières et le deuxième groupe, les autres sociétés pipelinières moins importantes.

Ce regroupement des sociétés, instauré par l'Office en 1986, vise à adopter le besoin de réglementation financière au degré d'intérêt public. Bien que l'Office puisse entreprendre de sa propre initiative un examen des droits exigés par n'importe quelle société relevant de sa compétence, il n'examine normalement ceux des sociétés du deuxième groupe que si une plainte est déposée. Habituellement, la surveillance des sociétés du deuxième groupe consiste principalement à examiner leur rendement financier annuel.

En ce qui concerne les sociétés du premier groupe, le processus de surveillance consiste à examiner les rapports de surveillance trimestriels déposés par les sociétés et à vérifier périodiquement leurs opérations.

Depuis 1987, afin de réduire la charge de travail, l'Office réglemente les droits et tarifs de trois des sociétés du premier groupe, soit Alberta Natural Gas, IPL (NW) et Cochin seulement s'il reçoit une plainte. Il réglemente étroitement les droits et tarifs des sept autres sociétés, soit par voie d'audiences publiques, soit par voie de mémoire.

En 1988, l'Office a procédé au rajustement des droits exigés par Trans-Northern sans tenir d'audience, et il a commencé à faire de même pour Trans Mountain et Interprovincial.

À la fin de 1987, l'Office a jugé que les recettes de Trans-Northern étaient trop élevées et a déclaré que les droits perçus par la société étaient provisoires, à partir du 1er janvier 1988, en attendant un examen. À la suite de cet examen, il a réduit les droits de la société d'une moyenne de 9 %.

À la fin de 1988, Interprovincial a fait une demande de rajustement de ses droits pour 1989, fondée sur l'augmentation prévue du débit et des dépenses d'exploitation et d'entretien. L'Office compte approuver les nouveaux droits au début de 1989.

La nécessité de fixer de nouveaux droits pour Trans Mountain découle en partie de l'agrandissement du réseau de la société, au coût de 56 millions de dollars, qui a été approuvée par l'Office en juillet 1988. Sur les conseils de l'Office, avant de déposer sa demande, Trans Mountain a tenu des réunions avec des représentants de l'industrie afin de négocier un règlement de certaines des questions en cause. L'Office prévoit que les nouveaux droits seront appliqués au début de 1989.

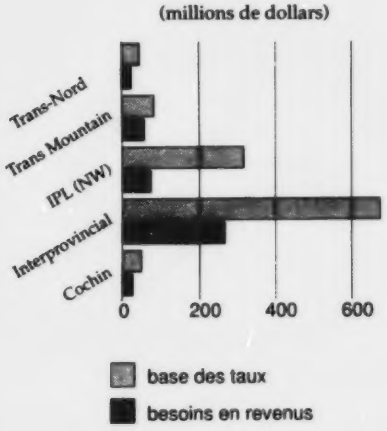
Étant donné que l'Office, dans sa décision de 1987, a établi pour Westcoast des droits exigibles au cours des années d'essai 1987 et 1988, cette société n'a déposé aucune demande de rajustement de ses droits en 1988. Toutefois, l'année 1988 a été mouvementée pour cette société. En juin, son plus gros client, Northwest Pipeline, de l'État de Washington, s'est déclaré transporteur à accès libre en vertu d'une disposition du règlement de la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis. Cette décision a donné aux clients de Northwest, qui sont acheteurs de gaz à long terme, la possibilité de devenir expéditeurs de leur propre gaz. Étant donné qu'un bon nombre de ces clients ont choisi cette option, Northwest a déclaré un cas de force majeure à l'automne de 1988 et a ainsi annulé ses obligations envers Westcoast. Suite à cet événement, Northwest a déposé une demande pour que l'Office prenne un certain nombre de mesures de réglementation; ce dernier étudie actuellement la demande.

En novembre 1987, Inland Natural Gas a demandé à l'Office de réexaminer sa décision MO-3-87, qui ordonne à Westcoast de fournir des services de transport à Northwood Pulp and Timber Limited. Après considération des présentations des parties intéressées, l'Office a refusé la demande en janvier 1988.

Depuis un certain nombre d'années, Foothills a inclus des frais spéciaux dans ses droits. Ces frais comprennent le rendement du capital investi et l'amortissement des équipements visés par les dépenses préliminaires liées au tronçon canadien principal du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, lequel n'est pas encore construit. L'autorisation d'exiger ces frais a expiré le 31 octobre 1988. Après avoir demandé les observations des parties intéressées, l'Office a décidé de permettre à Foothills de continuer pendant encore quatre ans à inclure ces frais spéciaux dans ses droits.

En 1988, l'Office a tenu des audiences publiques afin d'étudier les droits et tarifs de TransCanada et de TQM. La rubrique *Audiences et enquêtes* donne plus de détails.

Figure 23
Oléoducs de groupe 1
Base des taux et besoins en revenus



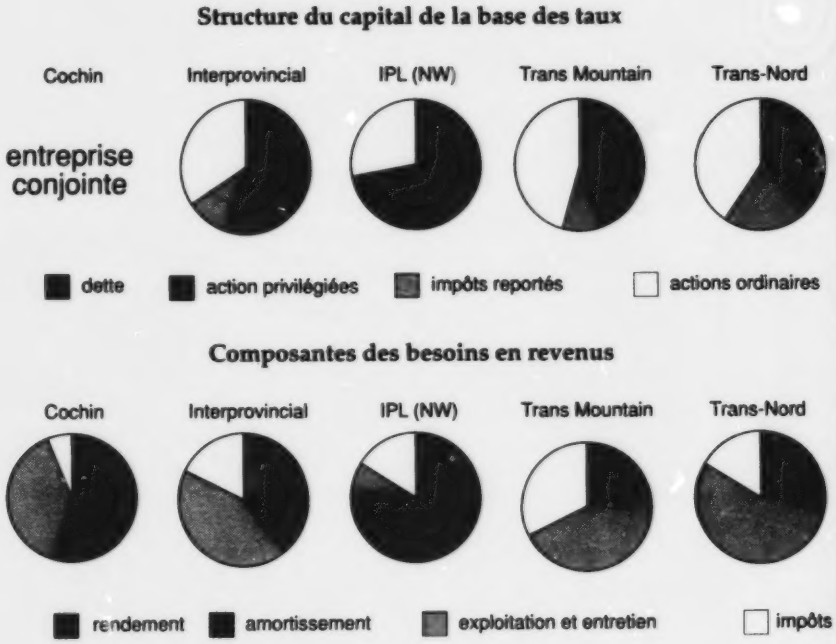
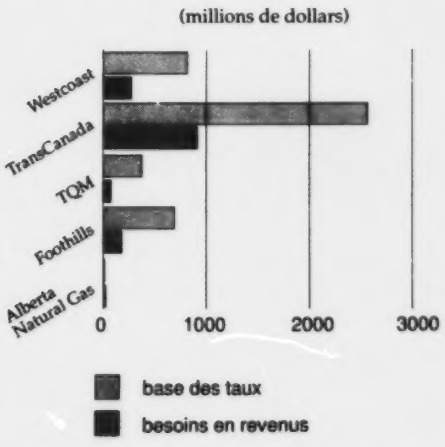
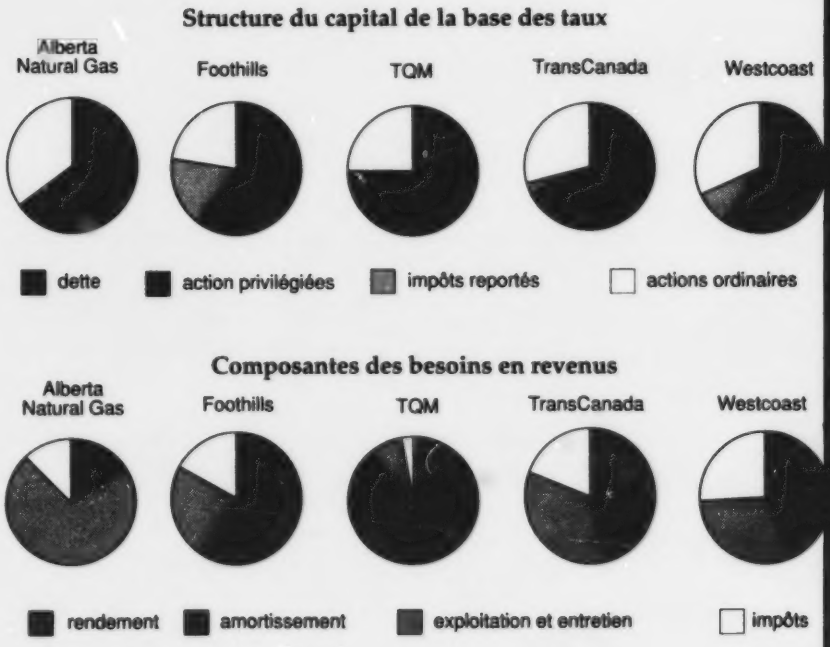


Figure 24
Gazoducs de groupe 1
Base des taux et besoins en revenus





Source: Réglementation financière, annexe 1

Les figures 23 et 24 présentent des données financières applicables aux sociétés pipelinières du premier groupe pour 1988. Les taux réels et approuvés de rendement de l'avoir de ces sociétés en 1988 sont présentés à la figure 25.

Aux termes de la *Loi sur l'administration de l'énergie*, il incombe à l'Office de recueillir les redevances sur les exportations pétrolières. Bien que les redevances sur les exportations de brut et de produits pétroliers en vrac aient été réduites à zéro en 1985, il restait encore certaines tâches de recouvrement et de radiation des redevances non perçues.

Poursuites judiciaires

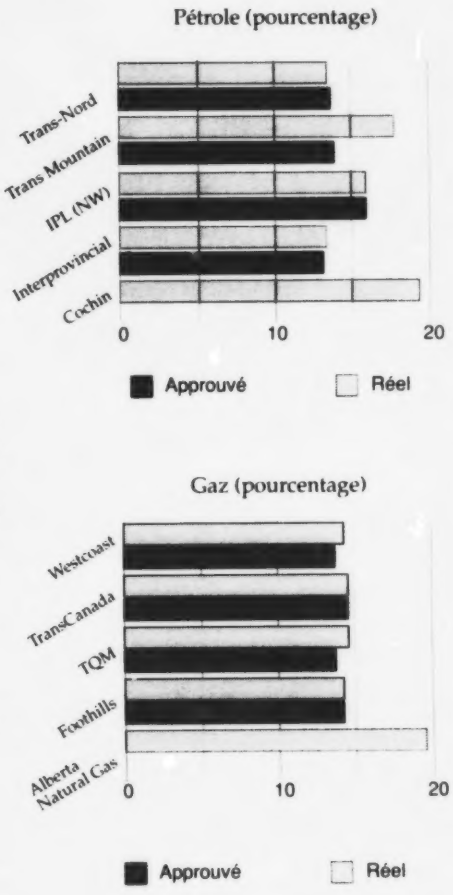
Cyanamid Canada Pipeline Inc.

Le 6 avril 1987, Cyanamid a demandé que soit révisée la décision prise par l'Office en décembre 1986 quant à la compétence de l'Office de réglementer la construction, par Cyanamid, d'une courte canalisation reliant son usine de Welland, en Ontario, à la station de Black Horse du réseau pipelinier de TransCanada. Étant donné le jugement rendu en mars 1987 par la Cour divisionnaire de l'Ontario qui confirmait la compétence exclusive de la Commission de l'énergie de l'Ontario à l'égard d'installations de dérivation, en Ontario, comme celles proposées par Cyanamid, cette dernière a également demandé que la question de compétence soit portée devant la Cour d'appel fédérale afin de confirmer la compétence fédérale à l'égard des installations qu'elle propose. En avril 1987, l'Office a décidé de procéder à la révision demandée et convenu de porter la question de compétence devant la Cour d'appel fédérale.

Le 27 novembre 1987, la Cour d'appel fédérale a décidé que la canalisation proposée par Cyanamid ne relevait pas de la compétence de l'Office. Cyanamid a ensuite déposé une demande auprès de la Cour suprême du Canada en vue d'obtenir l'autorisation d'en appeler de la décision de la Cour d'appel fédérale. La demande a été entendue le 25 avril 1988. Dans sa décision prise sur le banc, la Cour a autorisé la société à interjeter appel.

Après que la Cour divisionnaire de l'Ontario eut rendu son jugement, le lieutenant gouverneur de l'Ontario a saisi la Cour d'appel de l'Ontario de la question de la compétence provinciale. La question a été entendue en octobre 1987 et, dans sa décision rendue en février 1988, la Cour d'appel a affirmé que les canalisations de dérivation semblables à celles proposées par Cyanamid relèvent de la compétence de la Province. Cyanamid a appelé, devant la Cour suprême du Canada, de la décision de la Cour d'appel de l'Ontario. Les deux appels de Cyanamid devraient être entendus ensemble par la Cour suprême du Canada, au printemps ou en été de 1989.

Figure 25
Sociétés du groupe 1
Taux de rendement des actions ordinaires



Source: Réglementation financière, annexe 1

Northridge Petroleum Marketing, Inc. et ENRON Canada Ltd.

À la fin de juin 1987, Northridge et ENRON ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office le 26 mai 1987 concernant leurs plaintes à l'égard de TransCanada. Northridge et ENRON s'étaient plaintes des droits exigés par TransCanada relativement au gaz vendu aux termes des accords relatifs à des programmes de mise en marché concurrentiel.

Le 18 août 1987, la Cour d'appel fédérale a accordé l'autorisation d'interjeter appel. Northridge et ENRON ont informé l'Office en novembre 1988 qu'elles avaient l'intention de retirer leurs appels.

Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel

Le 18 novembre 1987, la Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en septembre 1987 par laquelle l'Office rejetait la demande présentée par la Société. Celle-ci lui avait demandé d'ordonner à TransCanada de transporter le gaz naturel pour le compte de la Société. La Cour a entendu la demande le 20 avril 1988 et, dans sa décision prise sur le banc, elle a rejeté la demande.

Corporation du district de Burnaby

Le 16 septembre 1988, la Corporation a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision de juillet 1988 par laquelle l'Office a autorisé Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. à prolonger son réseau pipelinier en Alberta et en Colombie-Britannique, y compris l'installation de trois nouveaux réservoirs de stockage à Burnaby.

Le 17 octobre, la Cour a entendu la demande à Vancouver et l'a rejetée.

Union Gas Limited

Le 20 décembre 1988, Union Gas a déposé, devant la Cour d'appel fédérale, une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en novembre 1988, décision par laquelle l'Office rejetait la demande présentée par Union Gas de revoir la partie des Motifs de décision de l'Office de juillet 1988 (GH-2-87) sur la canalisation Kirkwall, et une demande pour une ordonnance ayant pour effet de modifier le certificat GC-73 délivré à TransCanada après l'audience GH-2-87.

Dans ses Motifs de décision diffusés en novembre 1988, l'Office a indiqué qu'elle considérait que la demande de Union Gas équivalait à une demande de suspension du certificat livré à TransCanada,

une demande que l'Office n'est pas autorisé à considérer, sauf dans les circonstances prévues à l'article 56 (précédemment l'article 47) de la Loi, c'est-à-dire, si le titulaire du certificat consent à cette suspension ou s'il a enfreint l'une ou l'autre des conditions attachées au certificat.

Le demandeur a fait valoir que l'Office a commis une erreur de droit en déterminant qu'il n'avait pas la compétence voulue pour entendre la requête du demandeur aux termes soit du paragraphe 21(1) ou du paragraphe 21(2) (précédemment paragraphes 17(1) et 17(2)) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

La date à laquelle la Cour prendra une décision au sujet de la demande d'autorisation d'interjeter appel n'est pas encore connue.

Loi et règlements

...y compris les modifications à la loi et aux règlements qui régissent le fonctionnement de l'Office.

La section ci-après décrit les changements apportés en 1988 à la loi, aux règlements et aux règles qui régissent les activités de l'Office. Des renseignements plus détaillés à ce sujet figurent dans les numéros trimestriels de l'*État des projets de réglementation*.

Règlement sur les pipelines terrestres

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* est entré en vigueur le 1er septembre 1988 et il a remplacé, en les combinant, le *Règlement sur les oléoducs* et le *Règlement sur les gazoducs*. Il porte sur la sécurité en matière de conception, de construction et d'exploitation d'oléoducs et de gazoducs terrestres.

Le Règlement, élaboré en consultation avec l'industrie, renvoie aux normes industrielles reconnues (Association canadienne de normalisation) pour la plupart des exigences techniques relatives aux pipelines.

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* sera modifié afin de tenir compte des conclusions tirées de l'examen par l'Office des commentaires présentés par l'industrie et les autres parties intéressées au sujet des recommandations (sauf pour ce qui est de la recommandation 5.9) qui ont été incluses dans le rapport de juin 1986 préparé par l'Office au sujet d'un accident survenu en février 1985 dans le réseau pipelinier d'Interprovincial (Voir *Audiences et Enquêtes.)*

Règlement sur les pipelines marins

Le 24 novembre 1988, l'Office a publié, pour commentaires, sa deuxième ébauche du nouveau *Règlement sur les pipelines marins*. Ce règlement porte sur la sécurité en matière de conception, de construction et d'exploitation des pipelines marins. La norme préliminaire *ACNOR Z187, Normes sur les pipelines marins* constitue le fondement technique sur lequel s'appuie le nouveau règlement de l'Office.

La nouvelle ébauche a tenu compte des commentaires des parties intéressées sur une ébauche précédente. Suite à l'étude de la

nouvelle ébauche, le règlement sera soumis à l'examen du ministère de la Justice.

Règles de pratique et de procédure

Le 7 mai 1987, l'Office a fait paraître l'ébauche révisée des *Règles de pratique et de procédure* et des annexes. Les règles révisées doivent être examinées par le ministère de la Justice et publiées dans la Gazette du Canada, mais l'Office a demandé à toutes les parties de les utiliser.

Règlement concernant le croisement de pipelines

Le 14 novembre 1988, l'Office a diffusé le nouveau règlement régissant le croisement, par des tiers, de pipelines relevant de la compétence fédérale. Le règlement, entré en vigueur le 17 octobre 1988, comprend deux parties.

La Partie I énonce les circonstances et les conditions dans lesquelles un tiers n'a pas à obtenir l'autorisation de l'Office avant de faire des travaux d'excavation dans l'emprise d'un pipeline ou de construire, par exemple, une route, un fossé, une installation publique, etc. devant croiser un pipeline ou passer dans son emprise. Pour ne pas avoir à obtenir l'autorisation de l'Office, l'entrepreneur des travaux d'excavation ou de construction doit remplir certaines conditions; il doit notamment utiliser les méthodes de construction prévues et se conformer, sur le terrain, aux instructions de la société pipelinière. La Partie I a obtenu l'approbation définitive de l'Office le 17 octobre 1988. Elle n'est pas assujettie à l'approbation du gouverneur en conseil.

La Partie II du Règlement définit les responsabilités que doivent assumer les sociétés pipelinières pour assurer le respect de la sécurité au cours de la construction d'un croisement. La Partie II a été approuvée par le gouverneur en conseil le 17 octobre 1988.

Par suite de l'adoption de ce règlement, l'*Ordonnance générale n° 2* a été modifiée afin de ne plus viser les demandes approuvées après le 17 octobre 1988; cependant, les modalités de cette ordonnance s'appliquent aux demandes qui ont été approuvées avant l'entrée en vigueur du nouveau règlement. Par ailleurs, l'ordonnance sur le croisement de pipelines par des lignes aériennes a été abrogée.

Croisement de services publics par des pipelines

Le 28 juillet 1988, l'Office a délivré une ordonnance relative au croisement de services publics par des pipelines. En vertu de cette ordonnance, les sociétés pipelinières ne sont plus tenues d'obtenir

l'autorisation de l'Office avant de construire un croisement en travers d'un service public, d'une route, ou d'autres endroits de ce genre, si le service concerné a déjà donné son consentement.

Les responsabilités connexes des sociétés pipelinières, relativement aux croisements de services publics, sont énoncées dans le *Règlement sur les pipelines terrestres* pris par l'Office.

...les règlements sur les croisements offrent une plus grande souplesse aux sociétés et entreprises pipelinières.

Cette ordonnance modifie également l'*Ordonnance générale nº 1* qui régissait auparavant les croisements de pipelines de sorte que les conditions prévues dans l'*Ordonnance générale nº 1* continuent de s'appliquer à toutes les demandes qui ont été déposées devant l'Office.

Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'énergie

Après avoir reçu les commentaires des parties intéressées au sujet du projet de *Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'énergie*, l'Office a approuvé un nouveau projet qui a été soumis, pour étude, au ministère de la Justice en septembre 1987.

À la recommandation de ce ministère, le règlement a été divisé en deux jeux de règlements, notamment le :

1. Règlement concernant les croisements, la construction et l'abandon de lignes internationales de transport d'énergie

   Ce règlement porte sur les croisements faits par des lignes internationales de transport d'énergie et sur les responsabilités des sociétés quant à la tenue à jour de dossiers sur les croisements, à l'abandon de croisements et à la déclaration des accidents. Ce règlement doit être soumis au ministère de la Justice et approuvé par le gouverneur en conseil.

2. Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'énergie

   Ce règlement porte sur les croisements de lignes internationales de transport d'énergie et énonce les conditions à satisfaire pour ne pas avoir à obtenir de l'Office l'autorisation de faire de tels croisements. Le règlement, qui a

reçu l'approbation de principe de l'Office, doit être examiné par le ministère de la Justice avant d'entrer en vigueur.

La portée de ces règlements fait présentement l'objet d'un nouvel examen en fonction de modifications à la *Loi sur l'ONE* susceptibles d'être apportées par suite de la nouvelle politique sur l'exportation de l'électricité, annoncée récemment.

Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)

Le Règlement, Partie VI a été modifié afin de refléter les changements récents dans la réglementation des exportations, par exemple les nouvelles méthodes de calcul des excédents de gaz naturel et la modification de la réglementation en matière d'exportation d'énergie électrique. De même, les modifications proposées par le Comité mixte permanent d'étude de la réglementation seront apportées, y compris l'élimination de certaines dispositions concernant la nécessité de présenter des rapports sur les importations et les exportations, puisque cette exigence sera réincorporée dans le *Règlement sur la présentation des rapports relatifs aux exportations et aux importations* (voir ci-dessous).

Les modifications proposées, lorsqu'elles seront apportées, devront être soumises au ministère de la Justice et approuvées par le gouverneur en conseil.

Dans le cadre de l'ensemble de modifications requises afin de mettre en oeuvre l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis, le sous-alinéa 6(2)(z)(iii) du règlement a été abrogé. Ce sous-alinéa décrivait l'exigence selon laquelle le demandeur d'une licence d'exportation d'électricité devait produire une preuve démontrant que le prix à l'exportation ne devait pas entraîner dans le pays où l'énergie était exportée des prix qui étaient nettement inférieurs à ceux de l'option la moins coûteuse pour la puissance et l'énergie au même endroit dans ce pays (le troisième critère à l'égard des prix).

Règlement sur la présentation de rapports relatifs aux exportations et aux importations

En vertu de ce projet de règlement, les exportateurs de pétrole, de gaz naturel ou d'électricité ou les importateurs de gaz naturel en vertu d'une licence ou d'une ordonnance de l'ONE devraient fournir certains renseignements à l'Office.

Les renseignements exigés sont semblables à ceux actuellement commandés par la Partie VI du Règlement. Cependant, à la recommandation du Comité mixte permanent d'étude de la

réglementation, l'Office a décidé de ne plus exiger la présentation de rapports en vertu de la Partie VI et a pris, conformément au paragraphe 129(1) (précédemment paragraphe 88(1)) de la *Loi sur l'ONE*, un nouveau réglement ayant pour effet d'exiger la présentation de ces rapports.

Le règlement, qui devra être approuvé par le gouverneur en conseil, sera traité en même temps que les modifications susmentionnées apportées au Règlement, Partie VI.

Règlement sur le recouvrement des coûts

Conformément à l'initiative de recouvrement des frais incluse par le gouvernement dans le Budget de mai 1985, l'Office a achevé une étude sur la faisabilité de recouvrer les frais de réglementation des sociétés qui relèvent de sa compétence. L'étude a reçu l'approbation de principe du Conseil du Trésor en novembre. La mise en oeuvre de l'initiative nécessitera la modification de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, des consultations avec l'industrie et l'adoption ultérieure de réglements. Avant sa mise en vigueur, le règlement devra être soumis au ministère de la Justice et approuvé par le gouverneur en conseil.

La mise en oeuvre du projet de recouvrement des frais nécessiterait une modification de la Loi sur l'Office national de l'énergie, la consultation de l'industrie et, par la suite, l'adoption de règlements.

Modifications de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Lois révisés du Canada (1985) - Nouvelle codification de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Le 12 décembre 1988, les Lois révisées du Canada (1985) sont entrées en vigueur. Cette codification des lois contient toutes les lois fédérales, y compris la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et les modifications de ces lois jusqu'au 31 décembre 1984. Il n'y a pas eu de changements importants à la teneur de la Loi, mais des changements considérables ont été apportés à la numérotation des articles.

Loi de mise en oeuvre de l'Accord de libre-échange Canada - États-Unis

La *Loi de mise en oeuvre de l'Accord de libre-échange Canada - États-Unis*, a modifié la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Ces modifications prévoient que l'Office doit donner effet à l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis lorsqu'il exerce les pouvoirs et fonctions qui lui sont conférés, et permet au gouverneur en conseil de prendre des décrets d'application générale se rapportant à l'interprétation de l'Accord et à la manière dont l'Office doit exercer ses fonctions pour donner effet à l'Accord. Les modifications énoncent les conditions à satisfaire avant de pouvoir restreindre les exportations pour les raisons mentionnées à l'article 904 de l'Accord de libre-échange. Les modifications permettent aussi au gouverneur en conseil de prendre des règlements visant à exempter le pétrole ou le gaz exporté aux États-Unis de l'application des prix à l'exportation pouvant être prévus dans un règlement.

Organisation

Années-personnes allouées : 358
Budget : 24,4 millions de dollars

Membres de l'Office national de l'énergie

Voici la liste des membres de l'Office au 31 décembre 1988.

Roland Priddle	Président
Jean-Guy Fredette	Vice-président
Livia M. Thur	Vice-président associé
A. Digby Hunt	Vice-président associé
John R. Jenkins	Membre
R. Byron Horner, c.r.	Membre
William G. Stewart	Membre
A. Boyd Gilmour	Membre
David B. Smith	Membre temporaire
Kenneth W. Vollman	Membre temporaire

David Smith a été nommé membre temporaire de l'Office pour un mandat de trois ans commençant le 22 septembre 1988.

Kenneth Vollman a été nommé membre temporaire de l'Office pour un mandat d'un an commençant le 30 septembre 1988.

Membres de l'Office

L'Office se réjouit de la prolongation du mandat de John R. Jenkins à titre de membre pour une autre année et de la nomination de deux nouveaux membres temporaires.

David B. Smith, nommé pour une période de trois ans à compter du 22 septembre 1988, s'acquittera de ses fonctions depuis le bureau de l'Office à Calgary. Au cours de sa carrière, M. Smith a occupé divers postes de cadre supérieur au sein d'entreprises albertaines. Ancien sénateur et gouverneur de l'Université de l'Alberta, il a aussi été le président fondateur de l'Electric Energy Marketing Agency du gouvernement de l'Alberta.

Kenneth W. Vollman a été nommé pour une période d'un an à compter du 30 septembre 1988. Avant d'accepter un poste d'ingénieur à l'Office national de l'énergie en 1973, M. Vollman a travaillé pour le compte d'une importante société pétrolière, à Calgary. Il a été nommé directeur de la Direction des ressources, en 1978, directeur général de la Réglementation de l'énergie, en 1982, et directeur général de la Réglementation des pipelines, en 1985.

Tous trois sont ingénieurs de profession.

Comités permanents

L'Office attribue une grande partie de ses travaux de réglementation sans audience à trois comités permanents composés de trois à cinq membres de l'Office.

Les comités permanents renvoient à l'Office réuni en conseil toutes les questions touchant à des politiques ou à des principes de réglementation ou de compétence, ou encore, exigeant la tenue d'une audience publique. Sauf pour ce qui suit, les comités permanents ne délivrent ni ne modifient de certificats ou de licences; ils ne peuvent davantage décider des questions qui nécessitent la tenue d'une audience publique.

Les membres des comités permanents de l'Office au 31 décembre 1988, de même que leurs responsabilités, sont indiqués ci-après. La composition des comités permanents varie à intervalles appropriés, afin de fournir à chaque membre l'occasion de se familiariser avec tous les aspects des travaux de l'Office. Le membre dont le nom figure en tête de la liste des membres d'un comité permanent préside ce comité. Le président de l'Office est membre d'office de tous les comités.

Comité des produits énergétiques

R.B. Horner
J.-G. Fredette
L.M. Thur
A.D. Hunt
W.G. Stewart

Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui a trait au gaz naturel, au propane, aux butanes, à l'éthane, au pétrole brut, aux produits pétroliers et à l'électricité; réglemente les questions de transport par oléoduc et gazoduc; conseille le Ministre sur toutes les questions liées aux produits énergétiques.

Comité des pipelines

A.B. Gilmour
J.R. Jenkins
R.B. Horner
K.W. Vollman
A.D. Hunt

Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne la construction, l'exploitation et l'entretien des pipelines, notamment pour ce qui est de la sécurité et de l'environnement.

Comité de la réglementation financière

J.-G. Fredette
W.G. Stewart
A.B. Gilmour
J.R. Jenkins

Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les droits et tarifs exigés par les sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office.

Personnel

En ce qui concerne l'exercice financier 1988-1989, le budget de l'Office s'est élevé à 24,4 millions de dollars et le nombre d'années-personnes affectées, à 358.

Les bureaux et directions de l'Office sont décrits ci-dessous; la liste des cadres de l'Office se trouve à l'intérieur de la page de couverture arrière du présent rapport.

Le **directeur exécutif** est le cadre principal et le chef des opérations de l'Office. Ses tâches comprennent la gestion générale de l'Office, l'acquisition et la répartition de ressources humaines et financières, l'efficience et l'efficacité de l'activité et du fonctionnement de l'Office, de même que la formulation d'avis sur des questions que le président juge pertinentes.

La ***Direction des finances et de l'administration*** coordonne et applique les politiques financière et administrative qui régissent le fonctionnement de l'Office. Elle fournit des avis et des services relatifs au traitement des comptes, à la planification financière et à l'établissement des budgets, de même qu'à la gestion des biens, du matériel, des dossiers et du courrier. Elle fournit aussi des services de comptabilité à l'Administration du pipeline du Nord.

La ***Direction du personnel*** fournit des conseils et des services dans le domaine de la dotation, de la planification des ressources humaines, de la formation, des programmes d'action positive pour

les minorités visibles, des langues officielles, de la classification, des relations avec le personnel, de la rémunération et des avantages sociaux.

La ***Direction de la planification et de la révision*** est chargée du processus de planification opérationnelle de l'Office, de l'examen de programmes et de la vérification interne.

La ***Direction de la technologie informatique*** est responsable de la planification globale, des services de systèmes informatiques, du soutien au traitement de texte et au traitement des données, et des télécommunications. Cela comprend un service consultatif sur les opérations des ordinateurs, la gestion des données, la conception et l'élaboration des programmes et les plus récentes techniques de traitement de données et leurs applications. Elle est également chargée d'intégrer les systèmes et services d'information et de traitement pour l'Office.

Le **Directeur général, Réglementation de l'énergie,** est chargé d'intégrer toutes les activités du personnel portant sur la réglementation des exportations d'énergie et des lignes internationales de transport d'électricité. Cela comprend la planification et la coordination de tout le travail touchant la réglementation des lignes internationales de transport d'électricité, des exportations de pétrole, de gaz et d'électricité en vertu de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que la coordination de l'analyse de toutes les questions touchant l'offre et la demande d'énergie.

La ***Direction de l'économique*** est chargée de déterminer la valeur économique que représentent pour le Canada les permis d'exportation et les certificats pour des projets de pipelines ou de lignes internationales de transport d'électricité à l'égard desquels l'Office reçoit des demandes. La Direction définit, avec le concours de collaborateurs au sein de l'Office, des orientations générales en matière de réglementation énergétique et d'établissement de barèmes de taux, droits et tarifs des pipelines tenant compte des facteurs d'efficacité économique. Elle est aussi chargée de préparer des prévisions détaillées de la demande d'énergie au Canada, des prévisions macro-économiques du rendement à long terme de l'économie canadienne, des perspectives à long terme concernant les exportations canadiennes de gaz naturel et d'électricité vers le marché américain et des prévisions à long terme concernant les cours mondiaux du pétrole, toutes activités destinées pour l'essentiel à étayer les rapports de l'Office sur l'offre et la demande, à soutenir ses activités de surveillance des marchés et son travail d'évaluation des demandes relatives aux permis d'exportation et aux projets d'aménagement d'installations. La Direction fournit aussi des avis sur la situation de la concurrence sur les marchés de l'énergie, dans la mesure où l'exige le mandat de l'Office en matière de réglementation.

La ***Direction des approvisionnements énergétiques*** est chargée de conseiller l'Office sur les questions d'exploration, de forage et de production du pétrole et du gaz et de produire des prévisions sur les tendances des approvisionnements en pétrole et en gaz provenant des sources classiques, des sables pétrolifères et des régions pionnières, ainsi qu'en produits synthétiques. Elle calcule de façon indépendante les réserves et la capacité de production de gaz et de pétrole. Le bureau de Calgary de l'Office se charge d'accomplir une partie de ce travail.

La ***Direction de l'électricité*** offre des avis sur des questions relatives à la délivrance de licences d'exportation d'électricité, de certificats relatifs aux lignes internationales de transport d'électricité et à la surveillance réglementaire. Elle prépare également des prévisions de l'offre et de la demande d'électricité qui servent à étudier les demandes touchant à l'électricité ou d'autres demandes; elle surveille la situation du marché américain de l'électricité et donne des conseils sur les questions relevant de la compétence du gouvernement fédéral et se rapportant à la production, au transport, à la vente et à l'échange d'électricité.

La ***Direction du gaz et du pétrole*** fournit des avis à l'Office sur des questions touchant le pétrole et le gaz, notamment en ce qui concerne l'évaluation des marchés du pétrole et du gaz au Canada et aux États-Unis et les transactions commerciales, de même que l'acheminement, le traitement et la distribution du pétrole et du gaz naturel. Elle intègre cette information dans des évaluations entrant dans le cadre des fonctions de réglementation de l'Office. La Direction est également chargée de réglementer et de surveiller les exportations et de traiter les dossiers relatifs au transport, de même qu'aux pratiques discriminatoires en matière de service, dans l'exploitation des oléoducs et des gazoducs. La Direction collecte et diffuse des données sur les exportations, notamment sur les volumes et les prix, et prépare et fournit des données sur la consommation et le transport de pétrole brut, de produits pétroliers, de produits gaziers et de gaz naturel, sans oublier des évaluations de la demande à court terme au pays et sur les marchés d'exportation, et du débit des pipelines.

Le **Directeur général, Réglementation des pipelines,** est chargé d'intégrer toutes les activités du personnel à l'égard de la réglementation des pipelines de gaz, de pétrole et de produits pétroliers. Cela comprend la conception, la construction, l'exploitation, la sécurité et les questions d'ordre environnemental précisées par la Partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et les questions concernant le transport, les droits et les tarifs en vertu de la Partie IV de la Loi.

La ***Direction de l'environnement*** fournit des avis sur la protection de l'environnement pendant la construction et l'exploitation des installations pipelinières et des lignes de transport d'électricité, et

sur la protection des droits des propriétaires en ce qui a trait à l'acquisition de terres; sur les exigences techniques en matière de croisement de pipelines par des tiers; et enfin, sur les incidences environnementales des exportations d'énergie, y compris l'importation qui résulterait de la production d'électricité à des fins d'exportation.

La ***Direction du génie pipelinier*** est chargée de fournir des avis sur les questions relatives aux certificats pipeliniers délivrés en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à la réglementation de la sécurité des installations pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office. Elle est la principale source que consulte l'Office sur les questions techniques comprises dans les demandes déposées par les sociétés pipelinières en vue de la construction des installations. Elle applique également certaines parties du *Code du travail du Canada* en ce qui a trait à la sécurité des employés des sociétés pipelinières.

La ***Direction de la réglementation financière*** est principalement chargée des taux, droits et tarifs, des conseils en matière de réglementation financière et des frais de transport en vertu de secteurs précis de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*. Elle est également chargée de vérifier les comptes des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office et de surveiller le rendement financier des pipelines.

La **Direction du contentieux** est chargée de fournir des avis juridiques à l'Office sur toutes les questions se rapportant aux pouvoirs et responsabilités de l'Office; elle agit à titre de conseiller juridique de l'Office au cours des audiences publiques et représente ce dernier lors des délibérations devant la Cour fédérale et la Cour Suprême du Canada.

Le **Bureau du secrétaire** reçoit toutes les demandes et tous les mémoires et en coordonne l'étude par l'Office. Il conseille l'Office sur le calendrier des audiences et prend toutes les dispositions administratives pour la tenue d'audiences à Ottawa et dans tout le pays. Le Bureau du secrétaire assure également les services de relations avec les médias, de relations publiques, de publication des documents et administre la bibliothèque de l'Office. Il veille à l'application de la *Loi sur l'accès à l'information* et de la *Loi sur la protection des renseignements personnels* et coordonne les services de traduction fournis sur place à l'Office par le Secrétariat d'État.

Fonctions et responsabilités

...exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité ; construction de pipelines et de lignes de transport d'électricité ; droits et tarifs pipeliniers ; études énergétiques.

Responsabilités aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie

L'Office a deux grandes responsabilités aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie :*

- réglementer des aspects précis des secteurs du pétrole, du gaz et de l'éléctricité, dans l'intérêt public;
- conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

L'Office a le pouvoir d'enquêter sur tout aspect de la situation énergétique qui relève de sa compétence et de publier des rapports destinés au gouvernement, au Parlement et au grand public.

Les fonctions de l'Office en matière de réglementation sont décrites ci-après.

Licences et ordonnances d'exportation

L'Office délivre des licences à long terme pour l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, habituellement à la suite d'audiences publiques. Lorsqu'il délivre ces licences, l'Office doit veiller, notamment, à ce que les quantités d'énergie exportées ne dépassent pas l'excédent d'énergie par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. Il délivre aussi des ordonnances visant l'exportation à court terme de produits énergétiques, sous réserve des restrictions du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI).* L'Office autorise en outre, par des licences et des ordonnances, l'importation de gaz naturel.

Réglementation du transport, des droits, des tarifs et des méthodes comptables

L'Office réglemente le transport, les droits et les tarifs des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral afin de veiller à ce que les droits soient justes et raisonnables et afin d'empêcher toute discrimination au niveau des tarifs ou du service.

Certificats de commodité et de nécessité publiques relatifs aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office accorde des certificats pour permettre la construction et l'exploitation de pipelines internationaux et interprovinciaux servant au transport du pétrole, du gaz et des produits pétroliers, ainsi que de lignes interprovinciales désignées et de lignes internationales de transport d'électricité. Avant de délivrer un certificat, l'Office doit tenir une audience publique.

Tracé détaillé des pipelines et des lignes de transport d'électricité

Les personnes dont les terrains peuvent être touchés par le tracé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité approuvés par l'Office peuvent donner leur opinion à l'Office au cours d'une audience publique locale. Celui-ci tient compte des dépositions lors de l'étude du tracé détaillé définitif.

Ordonnances relatives aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office approuve les petites installations pipelinières ou petites additions ou modifications aux réseaux existants sans tenir d'audience publique. Cela vaut pour les pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et les installations comme les réservoirs, les pompes, les compresseurs et les stations de comptage. L'Office peut aussi autoriser la construction et l'exploitation de lignes internationales d'au plus 50 kilovolts sans tenir d'audience publique.

Sécurité pipelinière

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* énonce les principes qui doivent régir, du point de vue de la sécurité, la conception, la construction et l'exploitation de pipelines relevant de la compétence de l'Office. Pour s'assurer que les pipelines sont construits et exploités en toute sécurité, l'Office les inspecte et mène des enquêtes sur leur fonctionnement.

Amélioration du processus de réglementation

Ce rapport sur les façons d'améliorer et de rationaliser le processus de réglementation, publié par l'Office en octobre 1988, se veut l'aboutissement de vingt mois de consultations avec l'industrie.

Intitulé Amélioration du processus de réglementation, ce rapport examine vingt propositions de parties ayant participé aux audiences publiques de l'Office. Ces propositions portent sur divers sujets allant de la possibilité de règlements négociés, de l'établissement de règles générales, de la clarification du rôle du personnel de l'Office et de l'application du principe d'impartialité à la tenue de conférences techniques. Dans son rapport, l'Office expose sa position à l'égard de chacune des vingt propositions.

En examinant et en modifiant son processus de réglementation, l'Office vise à fournir des services plus efficaces dans l'intérêt des parties qui comparaissent devant lui.

Croisement de pipelines et de services publics

Jusqu'à l'automne, l'Office, pour améliorer la sécurité publique, autorisait au préalable le croisement d'un pipeline par un service public, veillant ainsi à ce que les plans soient compatibles et que les dommages éventuels à la canalisation soient réduits au minimum. Il établissait également les conditions de construction des pipelines devant croiser des services publics pour s'assurer de l'intégrité de ces services. La construction d'un pipeline qui croise un cours d'eau navigable ou une voie ferrée nécessite l'autorisation du ministre des Transports ou de l'Office national des transports. (Voir la section *Loi et règlements*.)

Protection de l'environnement

L'Office étudie les incidences environnementales des projets de construction et d'exploitation d'oléoducs, de gazoducs ou de lignes internationales de transport de l'électricité. Les sociétés qui préparent des demandes qu'elles entendent déposer devant l'Office sont encouragées à prévoir les préoccupations et les problèmes environnementaux que le projet pourrait susciter ainsi qu'à en discuter avec des représentants de tous les ordres de gouvernement, des groupes d'intérêt public et les propriétaires fonciers touchés. En planifiant, dès les premières étapes d'un projet, l'étude des préoccupations environnementales qui se posent, une société parvient à préparer une demande plus complète qui tient compte de toutes les solutions pertinentes et des réserves du public.

Pour protéger le plus possible l'environnement, l'Office invite les groupes d'intérêt public, les groupes locaux de protection de l'environnement ainsi que les particuliers concernés à intervenir dans les audiences. De même, pour encourager la participation du public, il tient souvent ses audiences dans la région où les travaux de construction pourraient avoir des incidences.

Après la délivrance d'un certificat ou d'une ordonnance, l'Office fait des vérifications du chantier puis, par la suite, des activités d'exploitation du réseau et des méthodes courantes d'entretien et de surveillance de la société. Cette façon de procéder lui permet de s'assurer que la société continue de veiller à la protection de l'environnement ainsi qu'à la santé et à la sécurité publiques.

Incidences socio-économiques

Dans le cadre de son processus d'approbation des installations, l'Office prend en considération les préoccupations socio-économiques régionales et locales, et il veille à ce que les demandeurs prennent toutes les mesures raisonnables afin de minimiser les effets négatifs des projets et d'accroître les avantages que ceux-ci procurent aux groupes sociaux touchés à l'échelle locale

ou régionale. L'Office peut notamment faire une évaluation des incidences socio-économiques avant la réalisation du projet, examiner les plans d'action socio-économiques proposés, surveiller après la délivrance des certificats les plans d'action pour en constater les effets positifs ou négatifs et évaluer les incidences réelles du projet.

Responsabilités aux termes de la Loi sur l'administration de l'énergie

Aux termes de la *Loi sur l'administration de l'énergie*, l'Office est tenu de percevoir les redevances sur les exportations de pétrole. Bien que les redevances sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers en vrac aient été éliminées en 1985, il reste encore un certain travail à faire quant au recouvrement et à la radiation de quelques redevances non perçues.

Responsabilités aux termes de la Loi sur le pipe-line du Nord

En ce qui a trait au segment canadien du réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska, l'Office a pour principale responsabilité de réglementer les droits et tarifs, d'approuver les cahiers des charges des canalisations, de délivrer des ordonnances de mise en service et de réglementer l'exploitation des canalisations. Le 30 décembre, K.W. Vollman a été désigné auprès de l'Administration du pipe-line du Nord. Sa nomination fait suite à une demande présentée par la Foothill Pipe Lines (Yukon) Ltd. en vue d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter un nouveau compresseur près de Val Marie, en Saskatchewan.

Délégations étrangères

Au cours de l'année, l'Office a continué d'échanger de l'information et de partager ses expériences avec le public, l'industrie, des ministères des gouvernements canadien ou provinciaux ainsi que des gouvernements étrangers. Il a accueilli des délégations du Brésil, de la Chine, de la Tchécoslovaquie, de la Nouvelle-Zélande, de la Norvège et des États-Unis. En général, ces visiteurs se sont surtout intéressés à son approche et à ses pratiques quant à la réglementation dans les domaines des finances, du génie et de l'environnement, approche et pratiques qu'ils ont d'ailleurs jugés être des modèles utiles à appliquer dans leurs propres pays. L'Office a aussi renseigné des représentants de l'Agence internationale de l'énergie au sujet de son examen triennal de la politique énergétique des pays industrialisés et participé aux discussions avec les États-Unis quant au commerce du gaz naturel et de l'énergie, sous les auspices du mécanisme de consultation canado-américain.

Entente passée avec Travail Canada

L'Office et Travail Canada ont conclu un protocole d'entente en vertu duquel certains inspecteurs de l'Office, qui ont été nommés agents de sécurité par le ministre du Travail, ont assumé des responsabilités professionnelles relativement aux questions de santé et de sécurité au travail visées par la Partie IV du *Code canadien du travail*. L'entente, qui est entrée en vigueur le 23 février 1987, s'étend à tous les pipelines relevant de la compétence de l'Office, mais fait exclusion de certains domaines comme les sièges sociaux et les bureaux régionaux des sociétés pipelinières; ces domaines continuent de relever des inspecteurs de Travail Canada.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives. Ses délibérations se font à partir de renseignements déposés publiquement et mis à la disposition de tous, à sa bibliothèque d'Ottawa et à son bureau de Calgary, exception faite de renseignements précis et confidentiels liés à l'établissement de prix concurrentiels. Dans le cas des demandes et des enquêtes importantes, l'Office tient des audiences publiques auxquelles les demandeurs et autres intéressés ont plein droit de participation dans la langue officielle de leur choix. Afin que les parties puissent se préparer, l'Office leur donne un préavis raisonnable des dates des audiences et leur accorde un délai suffisant pour répondre aux demandes de renseignements.

De plus, l'Office publie chaque trimestre un état des projets de réglementation sur les questions qui lui sont soumises ainsi que des bulletins et des communiqués sur diverses questions liées à ses activités.

Mise en application des décisions de l'Office

Lorsque l'Office est disposé à accorder un certificat visant un pipeline ou une ligne de transport d'électricité, ou à délivrer une licence d'exportation de gaz naturel ou d'électricité, ou encore d'importation de gaz naturel ou d'exportation à long terme de pétrole, il en fait rapport au gouverneur en conseil par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Si le gouverneur en conseil approuve le certificat, l'Office le délivre. Le cheminement est le même dans le cas d'une licence d'exportation à long terme ou d'importation, laquelle entre en vigueur dès son approbation par le gouverneur en conseil. Le rejet d'une demande par l'Office n'est pas soumis au gouverneur en conseil. Les Motifs de décision de l'Office sont diffusés à titre de documents publics. Comme la plupart des décisions quotidiennes de l'Office, les décisions en matière de droits et de tarifs sont prises sans en référer au gouverneur en conseil.

Révision et appel des décisions de l'Office

L'Office peut réviser, annuler ou changer toute ordonnance qu'il délivre ou décision qu'il rend et réentendre toute demande avant de prendre une décision. Il peut modifier les licences ou les certificats délivrés sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

Les parties peuvent demander à l'Office de réviser une décision. Une décision peut être portée en appel devant la Cour d'appel fédérale, si la Cour autorise l'appel, à condition que l'appel porte sur un point de droit ou une question de compétence.

Dépenses adjugées

L'Office n'a pas le pouvoir d'adjuger des dépenses aux participants aux audiences, sauf dans le cas des audiences portant sur les tracés détaillés.

Dans le cas des audiences concernant des tracés détaillés, l'Office peut fixer un niveau pertinent d'indemnités à verser aux propriétaires fonciers pour leurs frais de participation aux audiences.

Motifs de décision rendus publics en 1988

1. FOOTHILLS PIPE LINES (YUKON) LTD. - Demande datée du 15 juin 1987 visant à faire approuver l'établissement du service interruptible (ordonnance d'audience RH-5-87) - Décembre 1987

2. HYDRO-QUÉBEC - Demande concernant des exportations aux New England Utilities (ordonnance d'audience EH-3-87) - Février 1988

3. HYDRO-QUÉBEC - Demande concernant des exportations à Vermont Joint Owners - (ordonnance d'audience EH-4-87) - Février 1988

4. MAINE AND NEW BRUNSWICK ELECTRICAL POWER COMPANY, LIMITED - Demande en vue d'exporter de l'électricité à Maine Public Service Company (ordonnance d'audience EH-1-88) - Mai 1988

5. PAN ALBERTA GAS LTD. - Demande visant à modifier, changer ou varier la licence d'exportation de gaz naturel GL-96 (ordonnance d'audience GH-1-88) - Juin 1988

6. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demandes relatives aux installations et à l'approbation de la méthode de conception des droits et des questions tarifaires connexes - (ordonnance d'audience GH-2-87) - Juillet 1988

7. TRANS MOUNTAIN PIPE LINE COMPANY LTD. - Demande présentée en vertu des parties III et IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (ordonnance d'audience OH-1-87, dans sa version modifiée) - Juillet 1988

8. CANADIAN HUNTER EXPLORATION LTD. - Demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel - (ordonnance d'audience GH-2-88) - Août 1988

9. ST. CLAIR PIPELINES LTD. ET TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Installations pipelinières - (ordonnance d'audience GH-3-88) - Octobre 1988

Autres rapports publiés en 1988

1. Exportations de produits pétroliers 1987 - Mars 1988
2. Rapport annuel 1987 - Mars 1988
3. Exportations de pétrole brut en 1987 - Avril 1988
4. Rapport annuel conformément à la Loi sur l'accès à l'information et à la Loi sur la protection des renseignements personnels - Juin 1988
5. Services canadiens d'électricité - Analyse de la production et des tendances - Juin 1988
6. Amélioration du processus de réglementation - Position actuelle à l'égard des suggestions formulées par les déposants - Septembre 1988
7. L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005 - Septembre 1988
8. Évaluation du marché du gaz naturel - Octobre 1988

Sociétés relevant de la compétence

Voici une liste des sociétés pipelinières[1] à qui appartiennent ou qui exploitent les pipelines interprovinciaux ou internationaux relevant de la compétence de l'Office, des sociétés titulaires de licences d'exportation de gaz naturel, et des services d'électricité titulaires de licences d'exportation d'électricité accordées par l'Office. Dans le présent rapport, ces sociétés sont mentionnées sous le nom apparaissant entre parenthèses.

PIPELINES

Groupe 1 - Gaz naturel

Alberta Natural Gas Company Ltd. (Alberta Natural Gas)
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Foothills)
Gazoduc TQM[2]
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Westcoast Energy Inc. (Westcoast)

Groupe 2 - Gaz naturel

A.P.R. Pipeline Company Ltd. (A.P.R. Pipeline)
Canadian Hunter Exploration Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Champion Pipe Line Corporation Limited (Champion)
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Amoco) (inactif)
Consumers' Gas (Canada) Limited (Consumers' Gas)
Dome Petroleum Limited (Dome) (inactif)
ICG Transmission Holdings Ltd. (ICG)
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited (Many Islands)
Mid-Continent Pipelines Limited (Mid-Continent)
Minell Pipeline Ltd. (Minell)
Murphy Oil Company Ltd. (Murphy Oil) (inactif)
Newex Resources Ltd. (Newex)
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Novacorp International Pipelines Ltd. (Novacorp)
Peace River Transmission Company Limited (Peace River)
Produits Shell Canada Limitée (Shell Canada)
Saskatchewan Power Corporation (Saskatchewan Power)
St. Clair Pipelines Ltd. (St. Clair Pipelines)
Union Gas Limited (Union Gas)

Groupe 1 - Pétrole et produits pétroliers

Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin)
Énergie Interhome Inc. (Interprovincial)[3]
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. (IPL(NW))
Pipelines Trans-Nord Inc. (Trans-Nord)
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain)

Groupe 2 - Pétrole et produits pétroliers

Aurora Pipe Line Company (Aurora)
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. (Dome Kerrobert)
Dome NGL Pipeline Ltd. (Dome NGL)
Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Dome NGL et Amoco)
Esso Ressources Canada Limitée (Esso Ressources)
Les Pipe-Lines Montréal Limitée (Montréal)
Manito Pipelines Ltd (Manito)
Mont Resources Limited (Mont Resources)
Murphy Oil Company Ltd. (Murphy Oil)
Northwest Transmission Company Limited (Northwest Transmission)
Petroleum Transmission Company (Petroleum Transmission)
Polysar Hydrocarbons Limited (Polysar)
Sun Pipe Line Company (Sun)
Wascana Pipe Line Ltd. (Wascana)
Westspur Pipe Line Company (1985) Inc. (Westspur)
Windsor Storage Facility Joint Venture (Windsor Storage)
Yukon Pipelines Limited (Yukon)

1 Les sociétés pipelinières ont été réparties en deux groupes. Le groupe 1 est composé des dix principales sociétés pipelinières qui font régulièrement l'objet de vérifications par l'Office et dont les résultats d'exploitation sont continuellement surveillés par l'Office. Les 36 sociétés relevant de la compétence de l'Office et qui ne sont pas incluses dans le groupe 1 font partie du groupe 2.

2 Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. a informé l'Office en décembre qu'elle porterait désormais le nom de Gazoduc TQM.

3 Le 5 mai, Pipeline Interprovincial Limitée a adopté le nom Énergie Interhome Inc. Toutefois, les opérations pipelinières se poursuivent sous le nom d'affaires Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.

de l'Office national de l'énergie

TITULAIRES DE LICENCES D'EXPORTATION DE GAZ

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. (Alberta and Southern)
Alberta Northeast Gas Ltd.[4] (ANE)
AEC Oil and Gas Company (AEC)
ATCOR Ltd. (ATCOR)
Canadian Hunter Explorations Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Columbia Gas Development of Canada Ltd. (Columbia Gas)
Consolidated Natural Gas Limited (Consolidated)
Esso Ressources Canada Ltée (Esso Ressources)
ICG Transmission Holdings Ltd. (ICG Transmission)
KannGaz Producers Ltd. (KannGaz)
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited (Many Islands)
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Pan-Alberta Gas Ltd. (Pan-Alberta)
ProGas Limited (ProGas)
Shell Canada Limitée (Shell)
Sulpetro Limited (Sulpetro)
Tenneco LNG Inc. (Tenneco LNG)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Transcontinental Gas Pipe Line Corporation (Transcontinental)
Union Gas Limited (Union Gas)
Westcoast Transmission Company Limited (Westcoast)

TITULAIRES DE LICENCES D'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ[5]

Boise Cascade Canada Ltd. (Boise Cascade)
British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro)
Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB)
Compagnie canadienne d'énergie Niagara Limitée (Niagara Limitée)
The Canadian Transit Company (Canadian Transit)
Cedars Rapids Transmission Company,Limited (Cedars Rapids)
Cominco Ltd. (Cominco)
Cornwall Electric (Cornwall Electric)[6]
The Detroit and Windsor Subway Company (Detroit and Windsor)
Fraser Inc. (Fraser Inc.)
Hydro-Québec (Hydro-Québec)
Maine and New Brunswick Electrical
Power Company, Limited (Maine and New Brunswick)
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba)
Ontario Hydro (Ontario Hydro)
Saskatchewan Power Corporation (Saskatchewan Power)
West Kootenay Power and Light Company, Limited (West Kootenay)

4 ANE détient des licences conjointement avec AEC, ATCOR, ProGas et TransCanada.
5 Toutes les titulaires, sauf Cornwall Electric, exportent à l'aide de leurs propres installations au titre desquelles l'Office a délivré des certificats. Cornwall Electric exporte son électricité à l'aide des installations de Cedars Rapids.
6 À partir du 1er janvier 1988, St. Lawrence Power Company et Cornwall Electric se sont fusionnées sous le nom Cornwall Electric.

Tableau de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie a adopté le Système international de mesures (SI). Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans le rapport sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. En moyenne, une ville comme Toronto consomme, à toutes les 15 heures environ, un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.).

La table de conversion suivante servira aux lecteurs qui connaissent peut-être davantage le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

1 mètre (m)	= 3,28 pieds
1 kilomètre (km)	= 0,62 mille
1 millimètre (mm)	= 0,039 pouce
1 mètre cube (m^3) de pétrole	= 6,3 barils
1 mètre cube (m^3) de gaz naturel	= 35,3 pieds cubes
1 litre (L)	= 0,22 gallon
1 kilogramme (kg)	= 2,20 livres
1 gigajoule	= 0,95 million de Btu ou 950 pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pied cubes
1 pétajoule	= 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel ou 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawatt-heure d'électricité

Notation

gigajoule (GJ)	= 10^9J
térajoule (TJ)	= 10^{12}J
pétajoule (PJ)	= 10^{15}J
exajoule (EJ)	= 10^{18}J
kilowatt (kw)	= 10^3 watts
mégawatt (MW)	= 10^3kW
mégawatt-heure (MW.h)	= 10^3kW.h
gigawatt-heure (GW.h)	= 10^6kW.h
térawatt-heure (TW.h)	= 10^9kW.h

Annexes

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada 4

2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation 5

3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation 6

4. Électricité - Production et utilisation 6

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1988 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur 7

2. Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur 7

3. Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver des modifications et des additions aux installations d'oléoducs existantes 8

4. Exportations de produits pétroliers 9

5. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1987 et 1988 10

6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens 11

Gaz

1. Certificats délivrés en 1988 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur 12

2. Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur 13

3. Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver des modifications et des additions aux installations de gazoducs existantes 16

4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1988 18

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel au 31 décembre 1988 23

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1988 24

7. Exportations de gaz naturel 29

8. Importations de gaz naturel 34

9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances 36

10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances 38

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes 40

Électricité

1. Certificats délivrés en 1988 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité 42

2. Ordonnances délivrées en 1988 concernant des lignes internationals de transport d'électricité 42

3. Licences délivrées en 1988 pour l'exportation de l'électricité 42

4. Ordonnances délivrées en 1988 concernant l'exportation de l'électricité 43

5. Exportations 45

Réglementation financière

1. Renseignements financiers pour 1988 - Sociétés pipelinières du groupe 1 49

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada(a) (pétajoules)

	1984	1985	1986	1987	1988(e)
Pétrole (b)	3159,7	3134,6	3133,5	3217,8	3344,4
Gaz naturel (c)	2031,7	2147,6	2132,0	2138,5	2340,3
Hydro-électricité (d)	1020,7	1084,5	1110,7	1127,5	1099,1
Nucléaire (d) (f)	632,0	714,2	841,6	905,4	969,8
Charbon	1167,4	1122,1	1040,0	1117,7	1237,2
Énergie renouvelable	460,4	510,3	538,7	546,2	560,6
TOTAL POUR LE CANADA	8471,8	8713,3	8796,4	9053,1	9551,4

a - Tient compte de l'énergie utilisée sans but énergétique, de l'autoconsommation , de l'énergie utilisée pour les conversions et du combustible utilisé pour les exportations d'électricité.
b - Comprend les gaz de pétrole liquéfiés (GPL).
c - Comprend l'éthane mais ne tient pas compte de la contraction en cours de retraitement.
d - Converti à l'aide d'un facteur de 3,6 PJ/TW.h. (hydro-électricité) et de 12,1 PJ/TW.h. (nucléaire).

Si l'on convertissait l'énergie à l'aide d'une enthalpie de 10,5 pétajoules le térawatt-heure, en supposant que la quantité d'énergie primaire nécessaire à la production de l'hydro-électricité et de l'électricité d'origine nucléaire soit la même que s'il s'agissait de combustibles fossiles, on obtiendrait les résultats suivants:

	1984	1985	1986	1987	1988(e)
Hydro-électricité et nucléaire	3525,5	3782,9	3969,9	4074,2	4047,3

e - Estimation.
f - Comprend l'énergie utilisée pour produire de la vapeur.

Synthèse de la situation énergétique

2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation (milliers de mètres cubes par jour)

	1984	1985	1986	1987	1988(e)
Approvisionnements					
Production canadienne (a)	243,5	248,8	249,0	259,6	276,8
Importations (b)	33,2	43,4	56,6	64,7	71,7
Total des approvisionnements (d)	276,7	292,2	305,6	324,3	348,5
Utilisation					
Demande intérieure (b)	227,7	221,1	216,7	226,5	238,3
Exportation (c)	49,8	75,8	93,6	99,6	112,8
Utilisation totale (d)	277,5	296,9	310,3	326,1	351,1

a - Source: ONE.
b - Source: formule 153 de l'ONE - Arrivages à la raffinerie.
c - Source: formule 306 de l'ONE - Exportations de pétrole brut.
d - Le total des approvisionnements ne correspond pas à l'utilisation totale en raison des changements apportés aux stocks, etc.
e - Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation (milliards de mètres cubes à 101,325 KPa et 15 degrés Celsius)

	1984	1985	1986	1987	1988(e)
Ventes nettes au Canada	47,6	50,2	48,8	47,8	52,1
Autres utilisations au Canada (a)	2,1	1,0	2,2	2,0	3,6
Exportations	21,4	26,2	21,1	28,0	35,9
Livraisons totales (b)	71,1	77,4	72,1	77,8	91,6

a - Tient compte du combustible pour pipeline, des pertes et d'autres livraisons, moins les importations et les variations de stock.

b - Gaz de pipeline commercialisable.

e - Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

4. Électricité - Production et utilisation (térawatts- heures)

	1984	1985	1986	1987	1988
Production totale	424,9	446,4	457,2	483,2	490,0 (p)
Importations (a)	0,3	0,2	0,2	0,5	2,8
Total des approvisionnements	425,2	446,6	457,4	483,7	492,8 (p)
Demande canadienne	387,6	405,1	422,1	438,3	463,1 (p)
Exportations (a)	37,6	41,5	35,3	45,4	29,7

a - Ne comprennent pas les échanges entre le Canada et les États- Unis.

p - Préliminaire.

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1988 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Aucun certificat n'a été délivré en 1988.

Pétrole

2. Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc.	XO-2-88	88-05-18	Remplacement de tronçons, en Alberta et en Saskatchewan	700 000
Dome Petroleum Limited	XO-7-88	88-07-20	Raccord et interconnexion de canalisations d'une unité de dessication à Windsor, en Ontario	35 700
Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-3-88	88-06-24	Location de pipeline et construction d'installations d'interconnexion, en Ontario	350 000
	XO-4-88	88-06-24	Location d'un pipeline de 24 km, en Ontario	NIL
Sun Pipe Line Company	XO-5-88	88-07-22	Modifications de gare pour piston racleur, en Ontario	4 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-1-88	88-04-06	Remplacements de pompes, de pistons racleurs et de connexions de collecteurs, en Colombie-Britannique	84 153 600
	XO-6-88	88-06-28	Remplacement de conduites, en Colombie-Britannique	100 000

Pétrole

3. Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver des modifications et des additions aux installations d'oléoducs existantes

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc.	XOM-7-88	88-05-04	Remplacement de manchons de réparation, achat de matériel audio-visuel et d'ameublement	1 510 000
	XOM-10-88	88-09-28	Modifications apportées au collecteur de comptage, aux valves et aux gares de pistons racleurs	53 986 440
	XOM-11-88	88-10-26	Modifications apportées au parc de réservoirs d'Hardisty et installations louées à Edmonton	918 500
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	XOM-9-88	88-08-24	Modifications et améliorations apportées aux stations de pompage, aux communications et autre matériel	1 447 300
Les Pipe-lines Montréal Ltée	XOM-3-88	88-03-09	Remplacement de matériel de bureau et d'entretien	80 900
Petroleum Transmission Company	XOM-8-88	88-11-25	Matériel d'essai, pièces de rechange, salle de contrôle de terminal	162 600
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-2-88	88-02-24	Remplacement de manchons, modifications apportées aux stations et aux bureaux, achat de matériel	18 380 000
	XOM-4-88	88-04-13	Remplacement de conduites, modification de terminaux	915 000
	XOM-6-88	88-05-04	Remplacement de conduites, mise en place de conduites additionnelles	91 000
	XOM-12-88	88-11-04	Centre de contrôl d'appoint	115 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-1-88	88-01-27	Épurateur permanent de liquides, station météorologique	121 000
	XOM-13-88	88-11-29	Passerelle de service au quai de Westridge, remplacement de piles à la station McMurphy	92 500
	XOM-14-88	88-12-14	Matériel de station et de réservoir, amélioration des bâtiments, des chemins et des terrains, système de contrôle pipelinier central	12 940 920
Westspur Pipe Line Company (1985) Inc.	XOM-5-88	88-05-04	Instruments de contrôle et remplacement de toiture	990 000

Pétrole

4. Exportations de produits pétroliers (mètres cubes)

Mois	Essence pour moteur	Distillats moyens	Carbu-réacteur	Mazout lourd	Pétrole partiellement raffiné	Total (a)
Janvier	219 347	371 868	70 163	243 006	97 956	1 002 340
Février	259 122	411 314	88 080	97 230	56 354	912 100
Mars	325 535	378 756	54 619	176 153	53 295	988 358
Avril	267 321	384 384	75 084	178 741	98 248	1 003 778
Mai	339 844	398 495	103 164	201 245	95 127	1 137 875
Juin	316 542	289 387	62 873	172 949	59 333	901 084
Juillet	292 804	307 821	65 126	151 140	61 200	878 091
Août	285 199	264 996	81 890	246 901	94 500	973 487
Septembre	262 606	335 323	75 036	267 245	0	940 210
Octobre	296 805	423 628	47 691	178 156	91 582	1 037 862
Novembre	287 285	345 385	63 767	141 967	0	838 403
Décembre	213 618	525 233	59 931	202 512	84 983	1 086 277
Total (m^3)	**3 366 028**	**4 436 588**	**847 425**	**2 257 245**	**792 579**	**11 699 864**
m^3/j	**9 197**	**12 122**	**2 315**	**6 167**	**2 166**	**31 967**

a - Exclut le propane, le butane, les lubrifiants, les graisses, l'asphalte et les produits pétrochimiques.

Pétrole

5. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1987 et 1988 (mètres cubes)

	1987		1988	
	total	moyenne journalière	total	moyenne journalière
Amoco Production Company	2 240 498	6 138	3 851 987	10 525
Ashland Oil Inc.	1 563 294	4 283	1 702 215	4 651
Cenex	1 072 939	2 940	1 125 721	3 076
Chinese Petroleum Corporation	113 367	310	273 409	747
Cibro Sales Corporation	35 587	98	-	-
Clark Oil & Refining Corporation	3 259 617	8 930	3 851 088	10 522
Conoco Inc.	1 735 076	4 754	1 583 220	4 326
Crystal Refining	24 523	67	42 936	117
Exxon Company, U.S.A.	1 511 229	4 140	2 034 390	5 558
Frontier Oil and Refining Co.	40 482	111	218 115	596
Gotco N.V.	31 980	88	-	-
Koch Refining Company	8 602 267	23 568	9 618 497	26 280
Laketon Refining Corp.	383 725	1 051	407 513	1 113
Marathon Petroleum Company	669 711	1 835	744 830	2 035
Mobil Oil Corporation	3 776 645	10 347	3 642 397	9 952
Montana Refining Company	165 113	452	271 988	743
Murphy Oil U.S.A. Inc.	398 346	1 091	723 215	1 976
NOCO Energy Corporation	290 175	795	-	-
Pacific Refining Company	6 398	18	-	-
Pecten Trading Company	28 819	79	81 226	222
Shell International Trading	-	-	34 517	94
Shell Oil Company	250 510	686	399 119	1 091
Sohio Supply Company	271 878	745	98 845	270
Sun Refining and Marketing Co.	1 926 118	5 277	2 685 132	7 336
Texaco U.S.A.	358 930	983	183 103	500
Total Petroleum, Inc.	86 024	236	132 532	362
Transworld Oil Limited	76 005	208	-	-
Union Oil Company of California	4 426 249	12 127	4 155 280	11 353
United Refining Company	2 804 570	7 684	3 193 570	8 726
U.S. Oil & Refining Co.	192 911	529	221 948	606
TOTAL	**36 342 986**	**99 570**	**41 276 789**	**112 778**

Pétrole

6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens
(mètres cubes par jour)

	1984	1985	1986	1987	1988(e)
Brut léger et équivalent	13 857	33 416	41 281	44 213	50 214
Brut lourd	36 040	41 901	52 301	55 357	62 565
Total	**49 897**	**75 317**	**93 582**	**99 570**	**112 778**

Gaz

1. Certificats délivrés en 1988 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Certificat	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
TransCanada PipeLines Limited	GC-71	88-09-19	Construction et mise en place d'un compresseur de 12,5 MW à chacune des six stations existantes, au Manitoba et en Ontario	89 570 000
	GC-72	88-09-19	Construction de 16,3 km de doublement, de 914 mm de diamètre extérieur; modifications des installations de comptage existantes à la station de comptage de contrôle de Niagara, en Ontario	21 440 000
	GC-73	88-09-19	Construction d'une canalisation de 914 mm de diamètre extérieur, d'une longueur de 30,9 km, s'étendant d'un point, près de Kirkwall, sur le pipeline d'Union Gas Limited, entre Dawn et Lisgar, jusqu'à un nouveau piquage sur la canalisation Niagara; et installations de comptage près de Kirkwall, en Ontario	34 630 000
	GC-74	88-12-22	(i) Trois nouveaux compresseurs de 26,1 MW, en Ontario (ii) Un compresseur de 24,8 MW, en Ontario (iii) Deux compresseurs de 22,8 MW, au Manitoba, en Ontario (iv) Deux compressurs de 3,7 MW, en Ontario (v) Deux compresseurs de 3,4 MW, au Manitoba (vi) Un compresseur de 3,4 MW, en Ontario (vii) Un compresseur de 2,3 MW, en Ontario (viii) Conversion de conduites à l'arrivée axiale en Ontario (ix) Matériel de compression de réserve et matériel auxiliaire	161 970 000
	GC-75	88-12-22	(i) 5,9 km de doublement, de 1219 mm de diamètre extérieur, en Saskatchewan et au Manitoba (ii) 270,7 km de doublement, de 1067 mm de diamètre extérieur, au Manitoba et en Ontario (iii) 6,3 km de doublement, de 508 mm de diamètre extérieur, au Québec	294 000 000
	GC-76	88-12-22	(i) 42,9 km de doublement, de 1219 mm de diamètre extérieur, en Saskatchewan et au Manitoba (ii) 8,4 km de doublement, de 1219 mm de diamètre extérieur, au Québec	44 000 000

Gaz

2. Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver de nouvelles installations de gasoducs, y compris la construction de gazoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Champion Pipe Line Corporation Limited	XG-1-88	88-01-14	Branchement de 25 m, de 60 mm de diamètre extérieur, et piquage commercial, au Québec	55 000
Dome NGL Pipeline Ltd.	XG-2-88	88-02-02	Branchement, à partir du Eastern Delivery System jusqu'à l'usine de Petrosar (Corunna), en Ontario	1 843 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-4-88	88-03-02	Raccordement à une vanne de sectionnement existante, en Saskatchewan	11 000
	XG-29-88	88-11-04	Pipeline de 50 m, de 114,3 mm de diamètre extérieur, croisant le frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan	4 000
Minell Pipeline Ltd.	XG-12-88	88-05-25	Section de comptage à la station d'odorisation McAulay, au Manitoba	40 000
Newex Resources Ltd.	XG-3-88	88-03-03	Deux pipelines de 15 km, de 114,3 mm de diamètre extérieur croisant le frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan	473 500
Novacorp International Pipelines Ltd.	XG-11-88	88-06-22	Canalisation de 406 mm de diamètre extérieur et installation de comptage en Ontario	1 065 000
Produits Shell Canada Limitée	XG-23-88	88-09-07	Un pipeline primaire et trois pipelines de réserve, de 168,3 mm de diamètre extérieur, en Ontario	1 200 000
St. Clair Pipelines Ltd.	XG-27-88	88-10-17	Un pipeline de 700 m, de 610 mm diamètre extérieur, en Ontario	1 375 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-6-88	88-05-09	Mise en place de refroidisseurs complémentaires et augmentation de la puissance de turbines/compresseurs, en Ontario	31 700 000
	XG-7-88	88-05-09	8,8 km de doublemnt de 914 mm le long du prolongement Dawn, en Ontario	8 193 000
	XG-8-88	88-05-09	Deux doublements de 914 mm, d'une longueur de 16,7 km, le long de la canalisation Niagara, et déplacement d'un compresseur, en Ontario	37 160 000
	XG-9-88	88-05-09	4,5 km de doublement, de 508 mm, le long du prolongement St.-Mathieu, au Québec	2 528 000

Gaz

2. (Suite) Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs y compris la construction de gazoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
	XG-10-88	88-05-09	Déplacements de compresseurs, en Ontario	2 650 000
	XG-13-88	88-06-15	19,1 km de doublement, de 914 mm, le long de la canalisation Montréal, en Ontario	15 654 000
	XG-17-88	88-08-24	Stations de comptage de Bowmanville et de Dale, en Ontario	732 000
	XG-18-88	88-08-10	Stations de comptage de Rugby, en Ontario	268 000
	XG-20-88	88-08-24	Station de réception Bayhurst I, en Saskatchewan	1 620 000
	XG-21-88	88-08-04	Interconnexion d'Ancaster, en Ontario	1 530 000
	XG-22-88	88-09-07	Station de comptage de St-Polycarpe, au Québec	150 000
	XG-24-88	88-09-19	16,3 km de doublement, de 914 mm de diamètre extérieur, en Ontario	Voir GC-72
	XG-25-88	88-09-19	Canalisation de 30,9 km, d'un diamètre extérieur de 914 mm, près de Kirkwall, en Ontario	Voir GC-73
	XG-30-88	88-12-22	(i) 68,8 km de doublement, de 1067 mm de diamètre extérieur, en Ontario (ii) 5,9 km de doublement, de 1219 mm de diamètre extérieur, au Manitoba (iii) 201,9 km de doublement, de 1067 mm de diamètre extérieur, au Manitoba et en Ontario (iv) 6,3 km de doublement, de 508 mm de diamètre extérieur, au Québec	Voir GC-75
	XG-31-88	88-12-22	(i) 13,7 km de doublement, de 1219 mm de diamètre extérieur, en Saskatchewan (ii) 4,7 km de doublement, de 508 mm de diamètre extérieur, au Québec (iii) 3,4 km de doublement, de 1219 mm de diamètre extérieur, en Saskatchewan (iv) 25,8 km de doublement, de 1219 mm de diamètre extérieur, au Manitoba (v) 3,7 km de doublement, de 508 mm de diamètre extérieur, au Québec	Voir GC-76

Gaz

2. (Suite) Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver de nouvelles installations de Gazoducs y compris la construction de gazoducs d'au plus 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Westcoast Energy Inc.	XG-5-88	88-04-07	Pipeline Umbach, en Colombie-Britannique	3 450 000
	XG-14-88	88-07-27	Station de comptage Unocal Mason, no. 77, en Colombie-Britannique	180 000
	XG-15-88	88-07-27	Station de comptage d'Aitken Creek no. 36, en Colombie-Britannique	1 120 000
	XG-16-88	88-08-10	Prolongement pipelinier North Jedney, en Colombie-Britannique	3 190 000
	XG-19-88	88-08-17	Installation de comptage de Norcen, en Colombie-Britannique	32 000
	XG-26-88	88-10-19	Pipeline Redwillow, en Colombie-Britannique	1 400 000
	XG-28-88	88-10-19	Projet de déchargement Laprise, en Colombie-Britannique	14 900 000

Gaz

3. Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver des modifications et des additions à des installations de gazoducs existants

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-1-88	88-01-27	Raccordement du doublement, amélioration du matériel	4 193 100
	XGM-7-88	88-04-13	Remplacement de conduites	2 600 000
	XGM-19-88	88-12-02	Matériel de mesure et de réglage, conversions de conduites à l'arrivée axiale	3 283 250
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-2-88	88-02-18	Système de mesure en temps réel "Datek", station 481	93 500
	XGM-4-88	88-03-02	Matériel de contrôle et de mesure, valves, amélioration du matériel électrique	3 086 200
	XGM-12-88	88-08-17	Appareil de mesure de mouvements tourbillionnaires de Schrader Creek	154 000
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-13-88	88-08-30	Matériel de bureau, remplacement de matériel de transport et de matériel lourd	137 900
	XGM-16-88	88-10-26	Améliorations locatives	678 080
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XGM-15-88	88-10-26	Raccordement	5 800
TransCanada PipeLines Limited	XGM-3-88	88-03-02	Remplacements de conduites, modification de valves, installations d'appareils de mesure	23 722 000
	XGM-6-88	88-04-06	Remplacements de conduites	3 000 000
	XGM-9-88	88-07-06	Remplacement de conduites, de valves et de contrôles	7 738 000
	XGM-14-88	88-09-19	Installations additionnelles en cas d'imprévus	300 000
	XGM-18-88	88-12-21	Abaissements de conduites, remplacements de conduites, protection cathodique	20 445 000
Westcoast Energy Inc.	XGM-5-88	88-03-16	Remplacement de conduites, amélioration du matériel, améliorations des services de bureau	2 049 000
	XGM-8-88	88-05-18	Améliorations à différentes installations, matériel de bureau et équipment mobile	559 000

Gaz

3. (Suite) Ordonnances délivrées en 1988 pour approuver des modifications et des additions à des installations de gazoducs existants

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
	XGM-10-88	88-07-27	Matériel de mesure électronique	366 400
	XGM-11-88	88-08-10	Remplacement et modification de matériel	1 150 000
	XGM-17-88	88-11-04	Remplacements de conduites, additions à l'équipment, services de bureau	437 000

Gaz

4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-99	Kingsgate, C.-B.	1986-12-18	1987-10-31	3 1,897	9,341	7 7,627
			1987-11-01	1994-10-31	3 1,897	1 0,580	
Alberta Northeast Gas Ltd. et AEC Oil and Gas Company	GL-105	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	496	181	2,714
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	992	362	5,428
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited	GL-103	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	1,870	682	1 0,236
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada PipeLines Limited	GL-102	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	6,615	2,414	4 2,646
		Niagara Falls, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	1,176	429	4 2,646
Canadian Hunter Explorations Ltd.	GL-107	Niagara Falls & Iroquois, Ont.	1990-11-01	2010-10-31	845	254	3,381
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-17	Aden/Cardston, Alb., Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	1966-11-01	1967-10-31	340	103	4,653
			1967-11-01	1989-10-31	680	207	
	GL-25	Aden/Cardston, Alb., Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	1968-11-01	1969-10-31	340	103	4,891
			1969-11-01	1991-10-31	680	207	
			1991-11-01	1993-10-31	391	119	
	GL-72	Aden, Alb.	1988-01-01	1988-10-31	1,133	236	1,086
			1988-11-01	1990-10-31	1,133	283	
			1990-11-01	1991-10-31	755	189	
			1991-11-01	1992-10-31	377	94	
	GO-3-79	Reagan Field, Alb.	1979-05-01	1993-12-31	30	10	105
Consolidated Natural Gas Limited	GL-75	Emerson, Man., & Monchy, Sask. maximum combiné	1987-11-01	1988-09-14	3,824	1,299	2,792
			1988-09-15	1988-10-31	5,663	187	
			1988-11-01	1989-10-31	5,663	2,067	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask. en tant que partie des volumes combinés de Emerson/ Monchy	1987-11-01	1988-09-14	1,912	650	1,396
			1988-09-15	1988-10-31	2,832	93	
			1988-11-01	1989-10-31	2,832	1,034	
Esso Ressources Canada Limitée	GL-82	Niagara Falls, Ont.	1984-02-05	1984-10-31	2,125	340	4,654
			1984-11-01	1988-10-31	2,125	776	
			1988-11-01	1989-10-31	2,125	746	
			1989-11-01	1990-10-31	850	310	
			1990-11-01	1991-10-31	425	155	

Gaz

4. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague, Man.	1970-11-01	1995-10-31	80	10	229
	GL-29	Fort Frances, Ont.	1970-11-01	1995-10-31	916	219	5,462
	GL-30 (a)	Sprague, Man.	1970-11-01	1995-10-31	1,322	344	8,498
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1996-10-31	3,540	1,292	1 3,567
			1996-11-01	1997-10-31	2,655	969	
			1997-11-01	1998-10-31	1,770	646	
			1998-11-01	1999-10-31	885	323	
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GL-44 (b)	Emerson, Man.	1972-03-15	1992-10-31	4,249	1,275	1 8,951
Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	Cornwall, Ont.	1987-11-01	1990-10-31	1,200	275	1,100
			1990-11-01	1991-10-31	799	183	
			1991-11-01	1992-10-31	399	92	
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Emerson, Man., & Niagara Falls, Ont. maximum combiné	1987-11-01	1996-10-31	4,333	1,581	1 6,605
			1996-11-01	1997-10-31	3,249	1,186	
			1997-11-01	1998-10-31	2,166	791	
			1998-11-01	1999-10-31	1,083	395	
		Maximum autorisé à Niagara Falls Ont. en tant que partie des volumes combiné de Emerson/ Niagara Falls	1987-11-19	1996-10-31	1,443	527	
			1996-11-01	1997-10-31	1,082	395	
			1997-11-01	1998-10-31	721	263	
			1998-11-01	1999-10-31	361	132	
	GL-97	Monchy, Sask.	1984-12-20	1985-10-31	2 4,929	7,583	7 5,297
			1985-11-01	1994-10-31	2 4,929	8,294	
			1994-11-01	1995-10-31	1 6,602	5,524	
			1995-11-01	1996-10-31	8,301	2,762	
	GL-106	Kingsgate, C.-B.	1988-11-01	2012-10-31	7,479	2,488	5 9,719
ProGas Limited	GL-80	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1996-10-31	1,420	518	5,442
			1996-11-01	1997-10-31	1,065	389	
			1997-11-01	1998-10-31	710	259	
			1998-11-01	1999-10-31	355	130	
	GL-81	Emerson, Man.	1987-11-01	1996-10-31	5,270	1,924	2 0,197
			1996-11-01	1997-10-31	3,953	1,443	
			1997-11-01	1998-10-31	2,635	962	
			1998-11-01	1999-10-31	1,318	481	

Gaz

4. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
ProGas Limited	GL-98	Emerson, Man., & Monchy, Sask. maximum combiné	1986-08-13	1986-10-31	9,441	2,583	1 2,178
			1986-11-01	1987-10-31	7,553	2,480	
			1987-11-01	1990-10-31	9,441	3,100	
			1990-11-01	1991-10-31	7,553	2,480	
			1991-11-01	1992-10-31	5,665	1,860	
			1992-11-01	1993-10-31	3,776	1,240	
			1993-11-01	1994-10-31	1,888	620	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask. en tant que partie des volumes combinés de Emerson/ Monchy	1986-08-13	1986-10-31	6,797	2,480	1 0,989
			1986-11-01	1987-10-31	3,776	1,240	
			1987-11-01	1990-10-31	4,720	1,550	
			1990-11-01	1991-10-31	3,776	1,240	
			1991-11-01	1992-10-31	2,832	930	
			1992-11-01	1993-10-31	2,125	698	
			1993-11-01	1994-10-31	1,888	620	
	GL-101	Niagara Falls, Ont.	1989-05-01	1989-10-31	1,420	261	1 0,340
			1989-11-01	1992-10-31	1,420	517	
			1992-11-01	2009-10-31	1,420	517	
Shell Canada Limitée	GL-100	Highwater, Qc	1987-11-01	1998-10-31	1,110	300	7,100
			1998-11-01	1999-03-31	1,110	300	
		Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1998-10-31	1,390	400	
			1998-11-01	1999-03-31	1,390	400	
TransCanada PipeLines Limited	GL-18	Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	1965-11-01	1966-10-31	708	1,227	3 3,993
			1966-11-01	1989-10-31	4,278	1,482	
	GL-19	Philipsburg, Qc	1965-11-01	1982-10-31	601	184	3,059
			1982-11-01	1983-10-31	635	184	
			1983-11-01	1984-10-31	657	184	
			1984-11-01	1986-10-31	703	184	
			1986-11-01	1987-10-31	793	184	
			1987-11-01	1988-10-31	850	184	
			1988-11-01	1989-10-31	907	184	
	GL-20	Emerson, Man.	1967-11-01	1991-10-31	2,663	909	2 1,671
	GL-21 (c)	Emerson, Man.	1968-11-05	1991-10-31	0	7,019	16 9,967
	GL-37	Emerson, Man.	1970-11-01	1990-10-31	5,547	2,030	4 0,601
	GL-38	Emerson, Man.	1970-11-01	1990-10-31	1,416	518	1 0,368
	GL-39	Emerson, Man.	1970-11-01	1990-10-31	204	75	1,493
	GL-42 (c)	Emerson, Man.	1971-04-15	1971-10-31	n/s	233	6 0,317
			1971-11-01	1994-10-31	n/s	2,612	

Gaz

4. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
TransCanada PipeLines Limited	GL-43	Emerson, Man.	1971-11-01	1991-10-31	n/s	482	9,632
	GL-83	Niagara Falls, Ont.	1984-11-01	1986-10-31	1,133	414	9,350
			1986-11-01	1994-10-31	2,620	959	
			1994-11-01	1995-10-31	1,521	557	
			1995-11-01	1996-10-31	774	283	
	GL-84	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1988-10-31	142	52	2,378
			1988-11-01	1997-10-31	708	258	
	GL-86	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	2,833	1,034	1 0,886
			1990-11-01	1991-10-31	2,833	1,037	
			1991-11-01	1994-10-31	2,833	1,034	
			1994-11-01	1995-10-31	2,833	1,037	
			1995-11-01	1996-10-31	2,833	1,034	
			1996-11-01	1997-10-31	2,189	799	
			1997-11-01	1998-10-31	1,416	517	
			1998-11-01	1999-10-31	708	259	
	GL-87	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	2,833	1,034	1 0,886
			1990-11-01	1991-10-31	2,833	1,037	
			1991-11-01	1994-10-31	2,833	1,034	
			1994-11-01	1995-10-31	2,833	1,037	
			1995-11-01	1996-10-31	2,833	1,034	
			1996-11-01	1997-10-31	2,189	799	
			1997-11-01	1998-10-31	1,416	517	
			1998-11-01	1999-10-31	708	259	
	GL-89	Emerson, Man.	1984-11-01	1985-10-31	6,317	524	1 2,961
			1985-11-01	1986-10-31	6,317	1,957	
			1986-11-01	1990-10-31	6,317	2,096	
			1990-11-01	1991-10-31	4,207	1,396	
			1991-11-01	1992-10-31	2,104	698	
	GL-90	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1988-10-31	1,416	518	5,443
			1988-11-01	1991-10-31	1,416	517	
			1991-11-01	1992-10-31	1,416	518	
			1992-11-01	1995-10-31	1,416	517	
			1995-11-01	1996-10-31	1,416	518	
			1996-11-01	1997-10-31	1,091	398	
			1997-11-01	1998-10-31	708	259	
			1998-11-01	1999-10-31	354	129	
Union Gas Limited	GL-92	Windsor, Ont.	1985-11-01	1990-10-31	1,100	284	1,704
			1990-11-01	1991-10-31	733	189	
			1991-11-01	1992-10-31	366	95	

Gaz

4. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	annuel (10^6m^3)	période (10^6m^3)
Westcoast Energy Inc.	GL-41	Huntingdon/Kingsgate, C.-B. & Monchy, Sask. maximum combiné	1971-11-01	1972-10-31	2 0,774	7,223	14 3,495
			1972-11-01	1980-10-31	2 2,923	7,970	
			1980-11-01	1982-10-31	2 4,623	7,970	
			1982-11-01	1983-03-31	2 4,623	3,300	
			1983-04-01	1983-10-31	2 6,039	4,706	
			1983-11-01	1989-10-31	2 6,039	8,068	
		Maximum autorisé à Kingsgate, C.-B. en tant que partie des volumes combinés de Huntingdon/ Kingsgate/Monchy	1973-11-01	1979-10-31	2 2,923	7,970	
			1983-04-01	1988-02-10	2,833	1,037	
			1988-02-11	1989-10-31	4,306	1,576	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask. en tant que partie des volumes combinés de Huntingdon/ Kingsgate/Monchy	1983-04-01	1988-02-10	1,416	517	
	GL-93	Huntingdon, C.-B.	1989-11-01	1992-10-31	8,498	3,102	1 3,959
			1992-11-01	1993-10-31	6,373	2,326	
			1993-11-01	1994-10-31	4,249	1,551	
			1994-11-01	1995-10-31	2,125	776	
	GL-94	Huntingdon/Kingsgate, C.-B. & Monchy, Sask. maximum combiné	1989-11-01	1990-10-31	1 3,731	4,637	9,270
			1990-11-01	1991-10-31	9,145	3,088	
			1991-11-01	1992-10-31	4,572	1,544	
		Maximum autorisé à Kingsgate, C.-B. en tant que partie des volumes combinés de Huntingdon/ Kingsgate/Monchy	1989-11-01	1990-10-31	2,833	1,034	
			1990-11-01	1991-10-31	2,833	1,034	
			1991-11-01	1992-10-31	2,833	1,037	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask. en tant que partie des volumes combinés de Huntingdon/ Kingsgate/Monchy	1989-11-01	1990-10-31	1,416	517	
			1990-11-01	1991-10-31	1,416	517	
			1991-11-01	1992-10-31	1,416	517	

a - Licence autorisant une exportation près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont).

b - Licence autorisant le titulaire à exporter du gaz naturel qu'il a importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GLI-5.

c - Licence autorisant une exportation près de Emerson, au Manitoba, pour importation près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ont.) pour desservir le marché de l'Est du Canada.

n/s Non spécifié

Gaz

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel au 31 décembre 1988

Importateur	Licence ou ordonnance	Point d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Border Utilities Ltd.	GO-8-86	Coutts, Alb.	1986-01-28	1988-12-31	30	n/s	n/s
Canadian Western Natural Gas Company Ltd.	GO-117-88	Coutts, Alb.	1989-01-01	2005-12-31	30	n/s	n/s
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30 (a)	Rainy River, Ont.	1970-11-01	1995-10-31	1,322	344	8,498
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5 (b)	Willow Creek, Sask.	1972-03-15	1992-10-31	4,249	1,275	1 8,951
TransCanada PipeLines Limited	GL-21 (c)	Sault Ste-Marie et Sarnia, Ont.	1968-11-05	1991-10-31	n/s	7,019	16 9,967
	GL-42 (c)	Sault Ste-Marie et Sarnia, Ont.	1971-04-15	1971-10-31	n/s	233	6 0,317
			1971-11-01	1994-10-31	n/s	2,612	

a - Licence autorisant le titulaire à importer du gaz naturel qu'il a exporté près de Sprague (Man.).
b - Licence autorisant le titulaire à importer du gaz naturel qu'il exportera par la suite près de Emerson (Man.) en vertu de la licence GL-44.
c - Licence autorisant le titulaire à importer du gaz naturel qu'il a déjà exporté de Emerson(Man.) pour desservir les marché canadiens.
n/s Non spécifié.

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	d'importation	Période d'application du	au	Volumes maximums annuel (m^3)	période (m^3)
PROPANE							
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation)	GL-32	Frontière canado-américaine (a)	-	1971-01-01	1972-12-31	92 698	4 281 799
				1973-01-01	1973-12-31	569 761	
				1974-01-01	1974-12-31	519 682	
				1975-01-01	1975-12-31	506 190	
				1976-01-01	1976-12-31	483 571	
				1977-01-01	1977-12-31	456 825	
				1978-01-01	1993-12-31	92 698	
				1994-01-01	1994-12-31	77 206	
Dome Petroleum Ltd. (Exportation)	GL-31	Frontière canado-américaine (a)	-	1971-01-01	1972-12-31	133 254	9 757 486
				1973-01-01	1973-12-31	924 999	
				1974-01-01	1974-12-31	870 078	
				1975-01-01	1975-12-31	847 301	
				1976-01-01	1976-12-31	812 936	
				1977-01-01	1977-12-31	775 793	
				1978-01-01	1978-12-31	744 761	
				1979-01-01	1979-12-31	716 983	
				1980-01-01	1980-12-31	688 571	
				1981-01-01	1981-12-31	656 190	
				1982-01-01	1982-12-31	620 476	
				1983-01-01	1986-12-31	133 254	
				1987-01-01	1987-12-31	143 809	
				1988-01-01	1988-12-31	193 016	
				1989-01-01	1989-12-31	196 984	
				1990-01-01	1990-12-31	169 047	
				1991-01-01	1991-12-31	165 873	
				1992-01-01	1992-12-31	165 079	
				1993-01-01	1993-12-31	162 098	
				1994-01-01	1994-12-31	103 968	
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation/Importation)	EPR-918-79 (c)	Frontière canado-américaine (a)	Frontière canado-américaine (d)	1979-09-06	1996-01-31	n/s	n/s
(Importation/Exportation)	EPR-941-87	Sarnia, Ont.	Frontière canado-américaine (c)	1987-06-09	1989-05-31	n/s	n/s
Canstates Energy (Exportation/Importation)	EPR-939-87	Frontière canado-américaine (k)	Frontière canado-américaine (k)	1987-02-06	1991-12-31	n/s	n/s
	EPR-943-88	Frontière canado-américaine (a)	Frontière canado-américaine (d)	1988-01-25	1992-12-31	n/s	n/s
Dome Petroleum Limited (Exportation/Importation)	EPR-917-79 (c)	Frontière canado-américaine (a)	Frontière canado-américaine (d)	1979-09-06	1996-01-31	n/s	n/s

Gaz

6. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	d'importation	Période d'application du	au	Volumes maximums annuel (m^3)	période (m^3)
Dome Petroleum Limited (Importation/Exportation)	EPR-930-84	Sarnia, Ont.	Frontière canado-américaine (d)	1984-04-01	1984-12-31	458 335	n/s
				1985-01-01	1985-12-31	608 335	
				1986-01-01	1986-12-31	608 335	
				1987-01-01	1987-12-31	608 335	
				1988-01-01	1988-12-31	608 335	
				1989-01-01	1989-12-31	608 335	
				1990-01-01	1990-12-31	608 335	
				1991-01-01	1991-12-31	608 335	
				1992-01-01	1992-04-15	153 100	
ICG Liquid Gas Ltd (Exportation/Importation)	EPR-944-88	Frontière canado-américaine (a)	Frontière canado-américaine (d)	1988-05-04	1993-04-30	n/s	n/s
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée (Exportation/Importation)	EPR-922-80 (b)	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	1980-09-01	1990-08-31	n/s	n/s
PanCanadian Gas Products Limited (Exportation/Importation)	EPR-919-79 (c)	Frontière canado-américaine (a)	Frontière canado-américaine (d)	1979-09-06	1991-01-31	n/s	n/s
Petrosar Limited (Exportation/Importation)	EPR-940-87	Frontière canado-américaine (k)	Frontière canado-américaine (k)	1987-06-09	1992-06-30	n/s	n/s
Superior Propane Inc. (Exportation/Importation)	EPR-942-87	Alameda, Sask.	Windsor, Ont.	1987-06-18	1992-06-30	n/s	n/s
Texaco Canada Inc. (Exportation/Importation)	EPR-945-88	Frontière canado-américaine (a)	Frontière canado-américaine (d)	1988-06-13	1993-06-12	n/s	n/s
BUTANES							
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation/Importation)	EBU-133-74 (e)	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	1974-07-01	1974-12-31	236 214	7 914 026
				1975-01-01	1975-12-31	521 326	
				1976-01-01	1976-12-31	661 936	
				1977-01-01	1977-12-31	653 789	
				1978-01-01	1978-12-31	659 681	
				1979-01-01	1979-12-31	618 088	
				1980-01-01	1980-12-31	575 893	
				1981-01-01	1981-12-31	540 176	
				1982-01-01	1982-12-31	488 674	
				1983-01-01	1983-12-31	423 848	
				1984-01-01	1984-12-31	374 315	
				1985-01-01	1985-12-31	-	
				1986-01-01	1986-12-31	-	
				1987-01-01	1987-12-31	-	
				1988-01-01	1988-12-31	-	
				1989-01-01	1989-12-31	-	

Gaz

6. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	d'importation	Période d'application du	au	Volumes maximums annuel (m^3)	période (m^3)
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation/Importation)				1990-01-01	1990-12-31	-	
				1991-01-01	1991-12-31	-	
				1992-01-01	1992-12-31	-	
				1993-01-01	1993-12-31	-	
				1994-01-01	1994-12-31	-	
				1995-01-01	1995-12-31	-	
(Importation/Exportation)	EBU-941-87	Sarnia, Ont.	Frontière canado-américaine (a)	1987-06-09	1989-05-31	n/s	n/s
Dome Petroleum Limited (Importation/Exportation)	EBU-132-74 (e)	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	1974-07-01	1974-12-31	309 537	9 357 529
				1975-01-01	1975-12-31	513 353	
				1976-01-01	1976-12-31	611 593	
				1977-01-01	1977-12-31	599 762	
				1978-01-01	1978-12-31	635 462	
				1979-01-01	1979-12-31	603 129	
				1980-01-01	1980-12-31	580 324	
				1981-01-01	1981-12-31	556 375	
				1982-01-01	1982-12-31	532 601	
				1983-01-01	1983-12-31	502 284	
				1984-01-01	1984-12-31	452 809	
				1985-01-01	1985-12-31	-	
				1986-01-01	1986-12-31	-	
				1987-01-01	1987-12-31	-	
				1988-01-01	1988-12-31	-	
				1989-01-01	1989-12-31	-	
				1990-01-01	1990-12-31	-	
				1991-01-01	1991-12-31	-	
				1992-01-01	1992-12-31	-	
				1993-01-01	1993-12-31	-	
				1994-01-01	1994-12-31	-	
				1995-01-01	1995-12-31	-	
Canstates Energy (Exportation/Importation)	EBU-939-87	Sarnia, Ont.	Frontière canado-américaine (k)	1987-02-06	1991-12-31	n/s	n/s
	EBU-942-88	Frontière canado-américaine	Frontière canado-américaine (a)	1988-01-25	1992-12-31	n/s	n/s
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée (Exportation/Importation)	EBU-911-80 (e)	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	1980-09-01	1990-08-31	n/s	n/s
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74 (e)	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	1974-07-01	1974-12-31	167 570	3 774 595
				1975-01-01	1975-12-31	212 599	
				1976-01-01	1983-12-31	213 822	
				1984-01-01	1990-12-31	240 550	
Petrosar Limited (Exportation/Importation)	EBU-940-87	Sarnia, Ont.	Frontière canado-américaine (a)	1987-06-01	1992-12-31	n/s	n/s

Gaz

6. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	d'importation	Période d'application du	au	Volumes maximums annuel (m^3)	période (m^3)
Texaco Canada Inc. (Exportation/Importation)	EBU-916-82	Gretna, Man.	Sarnia, Ont.	1982-07-01	1992-06-30	n/s	n/s
	EBU-943-88	Alameda, Sask.	Windsor, Ont.	1988-06-13	1993-06-12	n/s	n/s
Dome Petroleum Limited (Exportation/Importation)	EBU-929-84	Sarnia, Ont.	Frontière canado-américaine (f)	1984-04-01	1984-12-31	340 650	n/s
				1985-01-01	1991-12-31	452 135	
				1992-01-01	1992-04-15	128 825	
ÉTHANE							
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-51 (g)(h)	Export-Elmore, Sask. Réexportation Windsor, Ont.	Windsor, Ont.	1979-06-21	1979-12-31	1 287 000	19 069 000
				1980-01-01	1980-12-31	1 090 000	
				1981-01-01	1981-12-31	935 000	
				1982-01-01	1982-12-31	1 114 000	
				1983-01-01	1983-12-31	1 241 000	
				1984-01-01	1984-12-31	1 424 000	
				1985-01-01	1985-12-31	2 000 000	
				1986-01-01	1986-12-31	2 731 000	
				1987-01-01	1987-12-31	2 304 000	
				1988-01-01	1988-12-31	1 891 000	
				1989-01-01	1989-12-31	1 301 000	
				1990-01-01	1990-12-31	765 000	
				1991-01-01	1991-12-31	602 000	
				1992-01-01	1992-12-31	280 000	
				1993-01-01	1993-12-31	104 000	
ÉTHYLENE						**Kilograms**	
Dow Chemical of Canada Limited (Exportation)	EYL-1-76 (i)	Elmore, Sask. Sarnia, Ont. Windsor, Ont.	Sarnia, Ont. Windsor, Ont.	1980-01-01	1989-12-31	158 757 340	1 587 573 400
Dow Chemical of Canada Limited (Exportation/Importation)	EYL-2-76 (j)	Elmore, Sask.	Windsor, Ont.	1978-01-01	1997-12-31	181 438 810	n/s

a - Dans chaque licence ou ordonnance, les points d'exportation à partir de la frontière canado-américaine comprennent un ou plusieurs des ports suivants: Elmore (Sask.), Gretna (Man.), Sarnia ou Windsor (Ont.).

b - Ordonnance autorisant l'exportation de propane à partir de Gretna (Man.) pour importation ultérieure à partir de Sarnia (Ont.).

c - Ordonnance autorisant l'exportation de propane à partir d'un des points le long de la frontière canado-américaine pour importation ultérieure des mêmes quantités de propane dans les 30 jours suivant la date d'exportation.

d - Dans chaque ordonnance, les points d'importation le long de la frontière canado-américaine comprennent Sarnia ou Windsor (Ont.), ou les deux.

e - Ordonnance autorisant l'exportation de butanes à partir de Gretna (Man.) pour importation ultérieure à partir de Sarnia (Ont.).

Gaz

6. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1988

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	d'importation	Période d'application du	au	Volumes maximums annuel (m^3)	période (m^3)

f - Ordonnance autorisant l'importation de butanes à Sarnia et Windsor (Ont.), pour exportation ultérieure à partir d'un point le long de la frontière canado-américaine (c'est-à-dire Sarnia et Windsor, en Ontario).

g - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthane exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite réexportées à partir du même point en Ontario.

h - Les exportations d'éthane autorisées durant chaque année comprise dans la période allant du 1er janvier 1982 au 31 décembre 1985 doivent être réduites d'une quantité équivalente à la quantité de rattrapage exportée en vertu de la licence GL-47 qui excède 392 728 m3.

i - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthylène à partir de Elmore (Sask.) et de Sarnia et Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthylène exportées çà partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.) pour réexportation ultérieure à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.).

j - Ordonnance autorisant l'exportation d'éthylène à partir de Elmore (Sask.) pour importation ultérieure à partir de Windsor (Ont.).

k - Licence autorisant l'exportation de propane qui sera stocké à Marysville (Michigan) pour réexpédition ultérieure au Canada à un point le long de la fontière canado-américaine situé près de Sarnia (Ont.).

n/s Non spécifié

Gaz

7. Exportations de gas naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1987	1988	Cumulatif au 31 décembre 1988
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-99	10 419,5	10 819,9	21 682,4
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GO-10-85	7,3	-	75,9
	GO-104-86	12,4	2,0	14,4
	GO-67-87	,0	5,3	5,3
	GO-80-88	-	28,6	28,6
Bonanza Resources Ltd.	GO-58-86	15,0	,0	15,0
	GO-59-86	17,0	,0	17,0
Bonus Gas Processors Corp.	GO-78-86	65,2	13,8	78,9
	GO-109-87	,0	2,8	2,8
	GO-88-88	-	,2	,2
BP Resources Canada Limited	GO-68-88	-	26,5	26,5
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-80-86	9,7	,0	12,3
Canadian Hydrocarbons Limited	GO-14-87	92,7	21,0	113,7
	GO-10-88	-	327,2	327,2
Canadian Occidental Petroleum Ltd.	GO-102-87	-	4,9	4,9
	GO-18-88	-	33,8	33,8
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	,0	-	6 386,4
	GL-17	,0	,0	3 035,3
	GL-25	,0	,0	3 516,3
	GL-36	,0	-	1 183,2
	GL-52	187,8	-	1 155,8
	GL-72	-	221,1	221,1
	GO-3-79	4,1	4,8	27,8
Canterra Energy Ltd.	GO-10-87	8,9	,1	9,0
	GO-108-87	-	21,4	21,4
	GO-14-88	-	18,8	18,8
Carvin Natural Gas Marketing Ltd.	GO-114-88	-	8,9	8,9
Cherhill Resources Limited	GO-22-88	-	27,7	27,7
Chevron Canada Resources Limited	GO-105-87	,0	,8	,8
	GO-21-88	-	1,4	1,4
	GO-43-88	-	3,4	3,4
	GO-86-88	-	3,7	3,7
Consolidated Natural Gas Limited	GL-61	429,6	,0	5 205,0
	GL-75	186,1	1 106,2	1 292,3
	GO-89-86	142,2	36,0	246,4
	GO-92-86	137,9	97,6	308,2

Gaz

7. (Suite) Exportations de gas naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1987	1988	Cumulatif au 31 décembre 1988
Czar Resources Ltd.	GO-30-86	46,6	24,5	100,5
	GO-28-88	-	95,5	95,5
Dome Petroleum Limited	GO-22-85	,0	-	2,5
	GO-14-86	,0	,0	,5
	GO-101-86	104,4	98,1	212,1
	GO-15-87	16,1	8,2	24,3
	GO-16-87	39,1	54,9	94,1
	GO-66-87	,0	4,6	4,6
	GO-94-88	-	23,4	23,4
Encor Energy Corporation Inc.	GO-107-87	-	1,1	1,1
Esso Ressources Canada Ltée	GO-103-87	,0	155,7	155,7
	GO-26-88	-	36,1	36,1
Esso Ressources Canada Ltée et Transco Energy Mark.Co	GO-38-88	-	455,3	455,3
Esso Ressources Canada Ltée	GL-82	279,4	,0	1 810,5
Hadson Canada Inc.	GO-90-87	,0	1,6	1,6
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	,1	,0	129,7
	GL-29	,7	,0	2 690,3
	GL-30 (b)	171,5	200,0	4 614,0
	GO-98-86	6,1	-	8,6
	GO-99-86	57,5	-	74,0
	GO-100-86	14,8	-	18,7
	GO-82-87	2,1	7,3	9,4
	GO-83-87	17,4	88,9	106,3
	GO-96-88	-	20,6	20,6
	GO-99-88	-	2,5	2,5
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	GO-84-86 (c)	102,5	79,3	204,2
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	8,6	46,5	55,1
KM Gas Company	GO-81-86	33,8	3,4	37,2
Koch Hydrocarbons Canada	GO-101-87	,0	5,5	5,5
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GL-44 (a)	306,0	421,0	6 565,9
Maxus Energy Canada Ltd.	GO-23-85	4,2	-	5,9
Mobil Oil Canada	GO-9-88	-	2,0	2,0
	GO-11-88	-	480,3	480,3
Natgas Canada Inc.	GO-19-86	,0	-	2,0

Gaz

7. (Suite) Exportations de gas naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1987	1988	Cumulatif au 31 décembre 1988
Niagara Gas Transmission Limited	GL-55	141,5	-	1 052,3
	GL-78	46,2	233,1	279,3
	GO-90-86	28,7	-	75,3
North Canadian Oils Limited	GO-65-88	-	9,3	9,3
Northcan Energy Inc.	GO-30-88	-	6,1	6,1
Northridge Petroleum Marketing Inc.	GO-13-85	27,3	-	96,2
	GO-25-85	14,2	-	14,2
	GO-6-86	18,7	-	18,7
Northwest Pacific Energy Marketing Inc.	GO-115-88	-	4,7	4,7
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-96	2 625,6	2 148,6	9 820,5
	GL-97	2 201,8	3 084,0	10 864,6
	GL-106	-	414,8	414,8
	GO-96-86	,0	-	180,0
	GO-48-87	2 053,5	3 702,1	5 755,6
	GO-8-88	-	311,2	311,2
Petro-Canada Inc.	GO-22-87	4,7	,0	4,7
	GO-17-88	-	269,8	269,8
Placer Cego Petroleum	GO-19-87	26,8	4,5	31,3
	GO-115-87	-	1,8	1,8
	GO-15-88	-	37,9	37,9
Poco Petroleums Ltd.	GO-34-86	54,1	-	54,1
	GO-39-86	74,9	-	74,9
	GO-87-86	337,0	477,8	817,0
	GO-88-86	10,0	19,9	29,9
	GO-72-87	1,6	4,0	5,6
	GO-74-87	11,9	124,0	135,9
	GO-110-88	-	60,2	60,2
ProGas Limited	GL-98	532,6	1 589,0	2 341,1
	GO-26-86	155,1	-	155,1
	GO-27-86	40,9	-	40,9
	GO-28-86	17,6	-	17,6
	GO-29-86	155,1	-	155,1
	GO-97-86	62,5	-	139,8
	GO-85-87	129,7	192,3	322,0
	GO-24-88	-	3,4	3,4
Shell Canada Limitée	GL-100	6,4	63,5	69,8
	GO-105-86	224,7	229,6	454,3
	GO-4-88	-	,1	,1
	GO-16-88	-	1,3	1,3
	GO-25-88	-	96,1	96,1

Gaz

7. (Suite) Exportations de gas naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1987	1988	Cumulatif au 31 décembre 1988
Suncor Inc.	GO-112-87	-	30,0	30,0
Tarpon Gas Marketing Ltd.	GO-2-88	-	1,1	1,1
TransCanada PipeLines Limited	GL-18	,0	,0	20 552,8
	GL-19	92,9	156,5	2 391,0
	GL-20	276,5	588,3	14 384,7
	GL-21 (d)	6 262,0	6 821,6	117 546,7
	GL-37	513,4	1 252,9	29 023,7
	GL-38	,0	,0	6 770,7
	GL-39	,0	,0	915,0
	GL-42 (d)	2 330,6	2 538,8	37 583,8
	GL-43	,0	,0	1 335,8
	GL-83	412,4	915,5	2 157,3
	GL-84	,0	19,1	19,1
	GL-86	-	,0	,0
	GL-87	-	,0	,0
	GL-89	,0	,0	604,0
	GO-40-86	184,5	190,1	374,5
	GO-83-86 (e)	,0	-	3,8
	GO-86-86	21,7	-	56,0
	GO-91-86	32,3	-	48,1
	GO-93-86	384,1	-	614,6
	GO-103-86	481,3	212,4	693,7
	GO-27-87	33,3	6,8	40,0
	GO-33-87 (f)	55,6	,0	55,6
	GO-37-87	662,8	2 507,3	3 170,2
	GO-111-87	,0	391,9	391,9
	GO-23-88	-	111,4	111,4
Union Enterprises Ltd.	GO-4-87 (g)	3,9	,0	3,9
Unocal Canada Limited	GO-75-88	-	6,1	6,1
Wainoco Oil Corporation	GO-55-87	3,3	42,8	46,1
Westcoast Energy Inc.	GL-4	148,9	-	29 195,3
	GL-41	3 403,5	1 909,1	78 526,8
	GO-17-86	,0	-	1,6
	GO-94-86	,0	-	77,6
	GO-95-86	,0	-	771,2
Western Gas Marketing Limited	GO-63-88	-	28,2	28,2
EXPORTATIONS BRUTES		**37 252,0**	**45 973,5**	**444 917,1**
EXPORTATIONS NETTES (h)		**28 020,0**	**35 912,8**	**278 339,3**

Gaz

7. (Suite) Exportations de gas naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1987	1988	Cumulatif au 31 décembre 1988

a - Licence autorisant le titulaire à exporter le gaz naturel qu'il a importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GLI-5.
b - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont.).
c - Ordonnance autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson (Man.) en échange d'une importation d'éthane par Dome Petroleum Limited près de Sarnia (Ont.).
d - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson (Man.) pour importation près de Sault-Ste-Marie et Sarnia (Ont.) afin de desservir les marchés de l'Est du Canada.
e - Ordonnance autorisant le titulaire à exporter le gaz naturel qu'il a importé près de Niagara Falls (Ont.).
f - Ordonnance autorisant une exportation de gaz naturel à titre de livraison préalable de gaz à Tennessee Gas Pipeline Company et pour importation ultérieure près de Niagara Falls (Ont.).
g - Ordonnance autorisant le titulaire à exporter le gaz naturel qu'il a importé près de Windsor (Ont.).
h - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.
\- Aucune donnée disponible

Gaz

8. Importations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	1987	1988	Cumulatif au 31 décembre 1988
Border Utilities Ltd.	GO-8-86	,7	,7	2,1
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-69-86	,4	,0	,7
	GO-56-87	,0	,2	,2
	GO-70-88	,0	,2	,2
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30 (b)	171,5	200,0	4 614,0
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5 (a)	309,7	425,6	6 663,9
Northridge Petroleum Marketing Inc.	GO-45-88	,0	,9	,9
St. Clair Pipelines Ltd.	GO-71-88	,0	36,0	36,0
The Consumers' Gas Company Ltd.	GO-40-88	,0	8,1	8,1
	GO-57-88	,0	27,3	27,3
TransCanada PipeLines Limited	GL-21 (c)	6 445,1	6 821,6	117 487,9
	GL-42 (c)	2 320,4	2 538,8	37 656,3
	GO-83-86 (d)	,0	,0	3,7
	GO-33-87 (e)	32,9	,0	32,9
Union Enterprises Ltd.	GO-3-87 (f)	3,9	,0	3,9
	GO-121-87	,0	55,2	55,2
	GO-41-88	,0	55,2	55,2
Union Gas Limited	GO-82-86	21,8	,0	63,0
	GO-65-87	56,7	,0	56,7
	GO-84-87	13,6	,6	14,3
	GO-39-88	,0	60,0	60,0
	GO-50-88	,0	60,0	60,0
	GO-61-88	,0	1,3	1,3
	GO-66-88	,0	60,0	60,0
	GO-77-88	,0	60,0	60,0
	GO-100-88	-	60,0	60,0
	GO-103-88	-	68,8	68,8
	GO-118-88	-	3,5	3,5
Western Gas Marketing Limited	GO-59-88	,0	69,9	69,9
IMPORTATIONS BRUTES		**9 376,8**	**10 613,6**	**167 225,6**
IMPORTATIONS NETTES (g)		**93,3**	**627,7**	**783,1**

Gaz

8. (Suite) Importations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	1987	1988	Cumulatif au 31 décembre 1988

a - Licence autorisant le titulaire à importer le gaz naturel qu'il exportera ensuite près de Emerson (Man.) en vertu de la licence GL-44.
b - Licence autorisant le titulaire à importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Sprague (Man.).
c - Licence autorisant le titulaire à importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Emerson (Man.), pour desservir les marché canadiens.
d - Ordonnance autorisant le titulaire à importer le gaz naturel qu'il exportera ultérieurement près de Niagara Falls (Ont.).
e - Ordonnance autorisant le titulaire à importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Niagara Falls (Ont.) à titre de livraison préalable de gaz à Tennessee Gas Pipeline Company.
d - Ordonnance autorisant le titulaire à importer le gaz naturel qu'il exportera ultérieurement près de Windsor (Ont.).
g - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.
- Aucune donée disponible

Gaz

9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1987	Préliminaire 1988
PROPANE			
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-32	92 698	92 697
	EPR-918-79 (a)	923 899	771 771
	EPR-934-86 (b)	2 286	-
	EPR-941-87(b)	3 285	5 776
Canstates Energy	EPR-939-87 (a)	5 862	0
	EPR-943-88 (a)	s/o	92 835
Dome Petroleum Limited	GL-31	143 809	193 016
	EPR-917-79 (a)	700 914	964 680
	EPR-930-84 (b)	447 713	255 587
ICG Liquid Gas Ltd.	EPR-944-88 (a)	s/o	17 750
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80 (a)	0	0
PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	0	s/o
	EPR-919-79 (a)	242 054	280 156
Petro-Canada Inc.	EPR-934-86 (b)	0	s/o
Petrosar Limited	EPR-940-87 (a)	34 897	40 129
Procor Limited	EPR-935-86 (b)	0	s/o
Superior Propane Inc.	EPR-942-87 (a)	38 126	10 000
Texaco Canada Inc.	EPR-945-88 (a)	s/o	3 039
EXPORTATIONS BRUTES		**2 635 543**	**2 727 436**
EXPORTATIONS NETTES (c)		**236 507**	**285 713**
BUTANES			
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74 (a)	773 341	638 690
	EBU-933-86 (b)	7 988	-
	EBU-941-87 (b)	4 305	8 643
Canstates Energy	EBU-939-87 (a)	0	0
	EBU-942-88 (a)	s/o	0
Dome Petroleum Limited	EBU-132-74 (a)	712 589	816 006
	EBU-929-84 (b)	254 937	215 307
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80 (a)	0	0

Gaz

9. (Suite) Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1987	Préliminaire 1988
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74 (a)	126 620	129 632
Petro-Canada Inc.	EBU-934-86 (b)	0	s/o
Petrosar Limited	EBU-940-87 (a)	0	0
Procor Limited	EBU-935-86 (b)	0	s/o
Texaco Canada Inc.	EBU-916-82 (a)	0	14 437
	EBU-943-88 (a)	0	0
EXPORTATIONS BRUTES		**1 879 780**	**1 821 715**
EXPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-51	839 879	871 841
EXPORTATIONS BRUTES		**839 879**	**871 841**
EXPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**
		Kilogrammes	
ÉTHYLENE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	0	0
	EYL-2-76 (a)	127 715 403	151 660 454
EXPORTATIONS BRUTES		**127 715 403**	**151 660 454**
EXPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**

a - Licence/ordonnance autorisant une exportation du produit pour importation ultérieure.
b - Licence/ordonnance d'importation-exportation en vertu de laquelle le produit exporté a déjà été importé.
c - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et ordonnances visées par les notes en bas de page.
s/o sans objet

Gaz

10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1987	Préliminaire 1988
PROPANE			
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EPR-918-79 (a)	952 356	773 025
	EPR-934-86 (b)	2 286	s/o
	EPR-941-87 (b)	3 285	5 776
Canstates Energy	EPR-939-87 (a)	5 862	0
	EPR-943-88 (a)	s/o	86 459
Dome Petroleum Limited	EPR-917-79 (a)	686 023	982 689
	EPR-930-84 (b)	347 258	263 710
ICG Liquid Gas Ltd.	EPR-944-88 (a)	s/o	18 988
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80 (a)	0	0
PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79 (a)	242 054	280 156
Petro-Canada Inc.	EPR-934-86 (b)	3 065	s/o
Petrosar Limited	EPR-940-87 (a)	34 897	17 787
Procor Limited	EPR-935-86 (b)	0	s/o
Superior Propane Inc.	EPR-942-87 (a)	38 141	0
Texaco Canada Inc.	EPR-945-88 (a)	s/o	0
IMPORTATIONS BRUTES		**2 315 227**	**2 428 590**
IMPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**
BUTANES			
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	EBU-133-74 (a)	784 377	654 629
	EBU-933-86 (b)	7 988	s/o
	EBU-941-87 (b)	4 305	8 643
Canstates Energy	EBU-939-87 (a)	0	0
	EBU-942-88 (a)	s/o	0
Dome Petroleum Limited	EBU-132-74 (a)	683 764	826 675
	EBU-929-84 (b)	253 958	215 307
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80 (a)	0	0
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74 (a)	126 620	128 632
Petro-Canada Inc.	EBU-934-86 (b)	0	s/o

Gaz

10. (Suite) Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1987	Préliminaire 1988
Petrosar Limited	EBU-940-87 (a)	0	0
Procor Limited	EBU-935-86 (b)	0	s/o
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82 (a)	0	14 437
	EBU-943-88 (a)	s/o	0
IMPORTATIONS BRUTES		**1 881 012**	**1 848 323**
IMPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-51	782 805	917 227
	GO-85-86 (d)	119 993	s/o
	GO-44-87 (d)	119 980	s/o
	GO-114-87 (d)	s/o	119 991
	GO-60-88 (d)	s/o	119 241
IMPORTATIONS BRUTES		**1 022 778**	**1 156 459**
ÉTHYLENE		**Kilograms**	
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	0	0
	EYL-2-76 (a)	115 751 879	151 660 454
IMPORTATIONS BRUTES		**115 751 879**	**151 660 454**
IMPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**

a - Licence/ordonnance autorisant une importation du produit déjà exporté.
b - Licence/ordonnance d'importation-exportation en vertu de laquelle le produit importé est exporté ultérieurement.
c - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et ordonnances visées par les notes en bas de page.
d - Ordonnance autorisant une importation d'éthane à Sarnia (Ont.) en échange d'une exportation de gaz naturel à Emerson (Man.) par la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.
s/o sans objet

Gaz

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes (mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butanes	
	Réel 1987	Préliminaire 1988	Réel 1987	Préliminaire 1988
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	280 813	424 767	467 408	399 990
Atlantic Speedy Propane Limited	2 500	2 684	s/o	s/o
Burnwell Gas of Canada Ltd.	34 256	40 934	s/o	s/o
Can-Am Liquids Corp. Ltd.	7 054	s/o	1 178	s/o
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	9 423	10 379	27 938	30 884
Canadian Superior Oil Ltd.	6 316	s/o	18 113	s/o
CanPet Marketing Ltd.	7 080	14 078	11 072	11 154
CanStates Energy	19 297	69 558	93 153	129 058
Chevron Canada Resources	19 005	29 233	0	1 588
Commonwealth Petroleum Co.	s/o	25 293	s/o	s/o
Consumers' Co-Operative Refineries Ltd.	4 917	3 038	989	6 636
Dome Petroleum Limited (a)	887 902	1 372 358	615 007	772 540
Dominion Propane Corp.	179	112	0	0
Elbow River Resources Ltd.	0	0	8 778	9 649
Elgin Resources Limited	8 549	6 622	17 792	122
Enron Liquids Marketing Canada Ltd.	26 250	14 364	21 137	12 488
Ferrell Petroleum Inc.	s/o	31 746	s/o	s/o
Gas Supply (Minneapolis) Ltd.	7 938	s/o	s/o	s/o
Gibson Gas Liquids Ltd.	6 023	8 546	21 506	15 106
Gulf Canada Resources Ltd.	3 168	65 151	28 734	58 805
Gulliver Energy Ltd.	0	s/o	0	s/o
Home Oil Company Limited	21 676	20 086	31 779	20 321
Husky Oil Operations Ltd.	0	0	0	0
ICG Liquid Gas Ltd.	58 860	46 272	0	0
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	242 303	213 144	402 753	369 845
Irving Oil Limited	437	5 516	0	20 039
Kildair Service Ltd.	0	387	0	0
Koch Hydrocarbon Canada	0	3 938	40 850	28 599
L.H.H. Enterprises Ltd.	0	580	0	0
L.P.G. Resources Canada Inc.	0	120	0	22 936
M-P. Oils Ltd	2 758	31 780	1 955	1 609
Mobil Oil Canada	94 961	77 106	115 867	115 508
Newfoundland Processing Ltd.	0	0	0	0
NGL Supply (1985) Ltd.	21 838	19 444	5 264	0
Olco Petroleum Group Inc.	0	0	0	0
PanCanadian Gas Products Ltd. (a)	115 564	110 790	124 701	133 523
Petro-Canada Hydrocarbons Inc	363 569	604 134	292 510	319 757
Petro-Canada Inc.	0	s/o	0	s/o
Petrogas Marketing Ltd.	2 007	7 601	6 745	7 850
Petromont Inc.	N/A	8 381	3 803	13 448
Petrosol International Inc.	0	s/o	0	s/o
Petrowest Petroleum Ltd.	35 723	118 188	10 582	14 920
Raymond Gas Liquids Marketing Ltd.	3 740	s/o	6 252	s/o
Rivecal Energy Ltd.	0	0	0	0
Produits Shell Canada Limitée	163 897	167 289	214 634	226 940
Energy Transportation Inc.	23 760	31 640	73 170	18 511
Stittco Energy Ltd.	2 857	5 527	255	2 050
Suncor Inc.	4 055	0	54 689	39 708
Superior Propane Inc.	59	0	s/o	s/o
Texaco Canada Inc.	69 591	58 541	62 322	38 188

Gaz

11. (Suite) Exportations totales nettes de propane et de butanes (mètres cubes)

	Propane		Butanes	
	Réel	Préliminaire	Réel	Préliminaire
Exportateur	1987	1988	1987	1988
Texaco Producing Inc.	s/o	15 396	s/o	0
Unocal Canada Ltd.	8 709	5 808	3 861	9 606
Ultramar Canada Inc.	s/o	0	s/o	0
Westcan Energy Ltd.	20 022	42 803	12 695	7 446
TOTAL	**2 587 056**	**3 713 334**	**2 797 492**	**2 858 826**

a - Comprend les exportations nettes autorisées en vertu des licences.
s/o sans objet

Électricité

1. Certificats délivrés en 1988 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité

Aucun certificat n'a été délivré en 1988

Électricité

2. Ordonnances délivrées en 1988 concernant des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	Ordonnance No	Date	Installations
Hydro-Québec	XE-1-88	88-08-18	Une ligne internationale de transport d'électricité allant du transformateur de distribution M2KIC jusqu'à un point situé le long de la frontière internationale, à 25 mètres au nord-est de la borne n° 353B, dans la municipalité de Saint-Théophile. Cette ligne à circuit simple et monophasée, désignée GEE.F.W.M., fonctionne sous une tension nominale de 120/240 volts.
	XE-2-88	88-08-18	Une ligne internationale de transport d'électricité allant du transformateur de distribution M2KIC jusqu'à un point situé le long de la frontière internationale, à 25 mètres au nord-est de la borne n° 353B, dans la municipalité de Saint-Théophile. Cette ligne à circuit simple et monophasée, désignée GEE.F.H.F., fonctionne sous une tension nominale de 120/240 volts.

Électricité

3. Licences délivrées en 1988 pour l'exportation de l'électricité

Demandeur	Licence No	Catégorie	Mégawatts	Gigawatts-heures par année	Période d'application du	Période d'application au	Audience commencée	Date de délivrance
Hydro-Québec	EL-175	Garantie	50	438	88-03-01	99-10-31	88-01-19	88-01-19
	EL-176	Garantie	--	9 000	90-09-01	04-08-31	87-12-01	88-01-22
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-177	Garantie	37	200	88-07-01	08-06-30	88-03-29	88-05-05

Électricité

4. Ordonnances délivrées en 1988 concernant l'exportation l'électricité

4(a) Ordonnances délivrées conformément à l'article 7 du Règlement (Partie VI)

Demandeur	Ordonnance No	Catégorie	Kilowatts	Mégawatts-heures par année	Période d'application du	Période d'application au	Date de délivrance
British Columbia Hydro and Power Authority	ELO-251	Garantie	300	900	88-12-01	91-11-30	88-11-21
Canadian Niagara Power Company Limited	ELO-253	Garantie	45 000	328 500	88-11-21	89-09-30	88-11-21
The Canadian Transit Company	ELO-239	Garantie	100	25	88-08-01	91-07-31	88-05-26
Cornwall Electric	ELO-229	Interruptible	--	300 000	88-05-01	89-10-31	88-03-02
The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-252	Garantie	300	2 000	88-12-01	91-11-30	88-11-21
Énergie Nouveau-Brunswick	ELO-228	Garantie	50 000	250 000	88-04-03	91-04-02	88-02-17
	ELO-240	Garantie	60 000	200 380	88-06-01	88-10-31	88-05-31
	ELO-242	Garantie	60 000	132 480	88-07-01	88-09-30	88-06-27
	ELO-243	Garantie	10 000	18 360	88-08-01	88-10-31	88-07-22
	ELO-244	Garantie	250	350	88-10-21	91-10-20	88-09-07
	ELO-245	Garantie	40	75	88-10-21	91-10-20	88-09-07
	ELO-246	Garantie	50	20	88-10-21	91-10-20	88-09-07
	ELO-247	Garantie	60 000	400 000	88-11-01	89-10-31	88-10-31
	ELO-248	Garantie	60 000	43 200	88-11-01	88-11-30	88-10-31
	ELO-249	Garantie	60 000	43 200	88-11-01	88-11-30	88-10-31
	ELO-250	Garantie	60 000	400 000	88-11-01	89-10-31	88-10-31
Hydro-Québec	ELO-223	Interruptible	--	946 000	88-03-02	91-02-28	88-03-02
	ELO-224	Garantie	60 000	400 000	88-03-02	91-02-28	88-03-02
	ELO-230	Garantie	20	35	88-04-15	91-04-14	88-03-15
	ELO-231	Garantie	75	250	88-04-15	91-04-14	88-03-15
	ELO-232	Garantie	20	100	88-04-15	91-04-14	88-03-15
	ELO-233	Garantie	35	65	88-04-15	91-04-14	88-03-15
	ELO-234	Garantie	65	200	88-04-15	91-04-14	88-03-15
	ELO-235	Garantie	10	15	88-04-15	91-04-14	88-03-15
	ELO-236	Garantie	2	2	88-04-15	91-04-14	88-03-15
	ELO-237	Garantie	65	250	88-04-15	91-04-14	88-03-15
	ELO-254	Garantie	34 000	7 900	88-12-16	90-03-14	88-12-08
	ELO-255	Garantie	54 000	400 000	89-01-01	91-10-31	88-12-08
Ontario Hydro	ELO-238	Garantie	100	200	88-05-15	91-05-14	88-04-28
Régie de l'hydroélectricité du Manitoba	ELO-241	Garantie	900	7 884	88-10-01	91-09-30	88-06-07

Électricité

4. Ordonnances délivrées en 1988 concernant l'exportation de l'électricité (Suite)

4(b) Ordonnances de modification délivrées relativement aux licences ou ordonnances d'exportation

Demandeur	Ordonnance No	Date de délivrance	Observations
British Columbia Hydro and Power Authority	AO-1-EL-162	88-05-19	Modification levant l'interdit d'exploiter la centrale Burrard aux fins d'exportation.
	AO-1-EL-163	88-05-19	Modification levant l'interdit d'exploiter la centrale Burrard aux fins d'exportation.
	AO-2-EL-162	88-09-12	Modification prolongeant de six mois la durée de la licence.
Hydro-Québec	AO-2-EL-167	88-01-22	Modification visant à redéfinir les quantités de puissance et l'énergie autorisées à l'exportation.
	AO-1-EL-172	88-03-02	Modification visant à redéfinir les quantités de puissance et l'énergie autorisées à l'exportation.
	AO-1-ELO-237	88-08-18	Modification autorisant l'acheminement des exportations au moyen des nouvelles lignes internationales autorisées par les ordonnances XE-1-88 et XE-2-88.
	AO-1-EL-175	88-10-27	Modification autorisant l'acheminement des exportations au moyen de toute ligne internationale autorisée par l'Office.

Électricité

5. Exportations (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
NOUVEAU-BRUNSWICK								
Énergie Nouveau-Brunswick	EL-137	876 000	--	841 711	--	- 7 430	45 216 127	--
	EL-138	876 000	--	841 711	--	- 7 430	49 675 018	--
	EL-139	92 000	--	52 581	--	- 2 936	3 267 906	--
	EL-140	--	6 482 400(b)	--	2 339 974	- 976	--	73 470 048
	EL-141	1 226 400	--	--	--	137 570	--	--
	EL-142	140 000	--	--	--	--	--	--
	EL-143	--	300 000	--	174 832	24 009	--	6 024 296
	EL-144	250 000	--	--	--	--	--	--
	EL-145	--	179 000	--	15 455	- 1 875	--	523 775
	EL-150	1 138 000	--	210 428	--	- 1 857	12 418 749	--
	ELO-212*	250 000	--	15 878	--	--	2 002 663	--
	ELO-226*	400 000	--	23 400	--	--	2 679 055	--
	ELO-228	250 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-240*	200 380	--	31 020	--	--	2 138 104	--
	ELO-242*	132 480	--	20 940	--	--	1 103 051	--
	ELO-243*	18 360	--	--	--	--	61 140	--
	de ELO-244	--	--	--	--	--	--	--
	à ELO-246	445	--	257	--	--	23 667	--
	ELO-247	400 000	--	7 980	--	--	1 260 501	--
	ELO-248*	43 200	--	4 080	--	--	631 982	--
	ELO-249*	43 200	--	4 080	--	--	631 982	--
	ELO-250	400 000	--	4 111	--	--	765 272	--
Fraser Inc.	ELO-214	400 000	--	379 650	--	--	19 477 422	--
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-22*	250 000	--	47 765	--	--	740 294	--
	EL-23*	--	25 000	--	--	--	--	--
	EL-177	200 000	--	36 202	--	--	1 109 011	--
TOTAL				**2 521 794**	**2 530 261**	**139 075**	**143 201 944**	**80 018 119**

Électricité

5. Exportations (mégawatts-heures) (Suite)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(s)	Garantie	Interruptible
QUÉBEC								
Cedars Rapids Transmission Company, Limited	ELO-207	20 000	--	--	--	--	--	--
Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	--	3 000 000	--	--	79 833 432	--
	EL-151	--	11 000 000	--	724 771	--	--	18 629 147
	EL-152	--	23 564 000(c)	--	1 339 247	--	--	38 562 303
	EL-153	--	23 564 000(c)	--	799 914	- 1 957	--	19 786 028
	EL-154	11 220 000(d)	--	282 241	--	--	12 074 333	--
	EL-155*	13 140 000(d)	--	89 823	--	--	3 235 404	--
	EL-156	25 000	--	--	--	--	--	--
	EL-165	--	3 000 000	--	--	--	--	--
	EL-166	--	4 000 000	--	2 959 945	--	--	70 606 429
	EL-167	--	6 920 000(e)	--	971 322	457	--	40 800 418
	EL-168	1 314 000	--	1 022 000	--	--	44 887 127	--
	EL-169	--	1 752 000(f)	--	135 117	- 88	--	2 547 203
	EL-171	222 100	--	82 672	--	--	3 704 843	--
	EL-172	657 000(g)	--	28 508	--	--	1 209 606	--
	EL-175	438 000	--	348 835	--	--	7 755 619	--
	ELO-213*	400 000	--	65 778	--	--	1 687 534	--
	ELO-223	--	946 000(h)	--	13 140	--	--	311 163
	ELO-224	400 000	--	--	--	--	--	--
	de ELO-220 à ELO-222 et de ELO-230 à ELO-237	1 957	--	912	--	--	51 749	--
TOTAL				**4 920 769**	**6 943 456**	**- 1 588**	**154 439 647**	**191 242 691**

Électricité

5. Exportations (mégawatts-heures) (Suite)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
ONTARIO								
Boisé Cascade Canada Ltd.	ELO-211	--	70 000	--	80	--	--	2 778
Canadian Niagara Power Company Limited	EL-161	--	500 000	--	396 184	14 079	--	10 984 034
	ELO-253	--	328 500	--	--	--	--	--
The Canadian Transit Company	ELO-239	25	--	24	--	--	--	--
Cornwall Electric	EL-158	--	250 000	--	--	6 442	--	--
	EL-159	--	150 000	--	24 207	--	--	637 528
	EL-160	--	150 000	--	--	19 286	--	--
	ELO- 188	--	250 000	--	26 481	--	--	669 381
	ELO- 229	--	300 000	--	196 194	--	--	5 301 773
The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-252	2 000	--	1 159	--	--	--	--
Ontario Hydro	EL-32	15 000	--	992	--	--	1 984	--
	EL-134	--	10 000 000	--	--	1 743 994	--	--
	EL-135	10 500 000	--	381 739	--	--	13 487 202	--
	EL-136	--	25 000 000(i)	--	4 595 736	31 921	--	139 537 654
	ELO-238	200	--	21	--	--	1 466	--
TOTAL				**383 935**	**5 238 882**	**1 815 722**	**13 490 652**	**157 133 148**
MANITOBA								
Régie de l'hydroélectricité du Manitoba	EL-97	--	1 800 000	--	--	--	--	--
	EL-98	876 000	--	140 161	--	--	6 281 484	--
	EL-99	262 800	--	200 671	--	--	4 817 850	--
	EL-100	800 000	--	--	--	--	--	--
	EL-101	2 500 000	--	--	--	--	--	--
	EL-102	3 270 000	--	--	--	--	--	--
	EL-103	--	12 000 000(j)	--	380 457	- 94 940	--	8 971 803
et	ELO-210 ELO-241	7 899	--	2 173	--	--	93 878	--
TOTAL				**343 005**	**380 457**	**- 94 940**	**11 193 212**	**8 971 803**
SASKATCHEWAN								
Saskatchewan Power Corpoaration	EL-118	438 000(k)	--	--	--	30 200	--	--
	EL-119	--	876 000(l)	--	1 475	25 322	--	26 712
	EL-120	876 000(l)	--	--	--	--	--	--
TOTAL				--	**1 475**	**55 522**	--	**26 712**

Électricité

5. Exportations (mégawatts-heures) (Suite)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
COLOMBIE-BRITANNIQUE								
British Columbia Hydro and Power Authority	EL-162	6 000 000	--	146 400	--	--	4 135 711	--
	EL-163	--	15 000 000(m)	--	5 776 342	1 314 721	--	105 958 678
	EL-164	--	3 000 000	--	--	732 988	--	--
	ELO-225	--	--	--	--	--	--	--
	et ELO-251	15 900	--	14 665	--	--	668 029	--
	n	--	--	--	--	328 392	--	--
Cominco Ltd.	ELO-216	50 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-217	250 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-218	--	1 000 000	--	526 840	10 661	--	10 055 416
	ELO-219	--	1 000 000	--	--	--	--	--
West Kootenay Power and Light Company, Limited	ELO-227	50	--	42	--	--	2 336	--
TOTAL				**161 107**	**6 303 182**	**2 386 762**	**4 806 076**	**116 014 094**
TOTAL CANADA(o)				**8 330 610**	**21 397 713**	**4 300 553**	**327 131 531**	**553 406 567**

a - Les échanges n'ont aucune valeur monétaire et comprennent les débits imprévus et d'acheminement, les échange d'équivalence, le stockage, les transferts d'ajustment, d'acheminement ou de transit.
b - Les total des exportations ne doit pas dépasser 6 482,4 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences et ordonnances qui permettent l'exportation au moyen de la ligne autorisée par le certificat EC-III-8.
c - Les total des exportations ne doit pas dépasser 23 564 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences qui permettent l'exportation au moyen des lignes autorisées par les certificats EC-III-15 et EC-10.
d - Les total des exportations faites en vertu des licences EL-154 et EL-155 ne doit pas dépasser 13 140 GW.h.
e - Les total des exportations ne doit pas dépasser 6 920 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences qui permettent l'exportation au moyen de la ligne autorisée par le certificat EC-III-21.
f - Les total des exportations ne doit pas dépasser 1 752 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-168.
g - Les total des exportations ne doit pas dépasser 657 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-171 et des ordonnances ELO-223 et ELO-224.
h - Les total des exportations ne doit pas dépasser 946 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-171, EL-172, EL-155 et de l'ordonnance ELO-224.
i - Les total des exportations ne doit pas dépasser 25 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-135.
j - Les total des exportations ne doit pas dépasser 12 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu des licences EL- 97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.
k - Valeur nulle; énergie à retourner.
l - Les total des exportations faites en vertu des licences EL-119 et EL-120 ne doit pas dépasser 876 GW.h.
m - Les total des exportations ne doit pas dépasser 15 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-162.
n - Énergie exportée conformément au traité Skagit River Valley lequel qui ne relève pas de l'Office.
o - Ne comprend pas les 8 008 349 dollars provenant des frais de transit, de transport, de location de groupes électrogènes et de transfert de stockage.
* Expirée en 1988.

1. Renseignements financiers pour 1988 (a) - Sociétés pipelinières du groupe 1

Pétrole (b)	Cochin (000 000$)	(%)	Interprovincial (000 000$)	(%)	IPL(NW) (000 000$)	(%)	Trans Mountain (000 000$)	(%)	Trans-Nord (000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	10,4	37,0	70,8	26,3	43,8	57,5	11,1	19,3	4,8	20,1	140,9
Amortissement	5,2	18,5	35,9	13,4	14,8	19,4	3,9	6,8	2,0	8,4	61,8
Exploitation et entretien	10,8	38,4	114,2	42,5	5,3	7,0	24,1	42,0	13,2	55,2	167,6
Taxes	1,7	6,0	47,9	17,8	12,3	16,1	18,3	31,9	3,9	16,3	84,1
Total	28,1	100,0	268,8	100,0	76,2	100,0	57,4	100,0	23,9	100,0	454,4
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	s/o (d)	s/o	378,3	56,1	229,6	72,0	38,5	45,6	18,0	38,5	664,4
Actions privilégiées	s/o (d)	s/o	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impôts reportés	s/o (d)	s/o	65,0	9,6	0,0	0,0	7,5	8,9	9,7	20,8	82,2
Actions ordinaires	s/o (d)	s/o	231,4	34,3	89,1	28,0	38,5	45,6	19,0	40,7	378,0
Total	51,6	100,0	674,7 (e)	100,0	318,7	100,0	84,5	100,0	46,7	100,0	1 178,3
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d)(f)	s/o	30,7	13,25	10,4	16,00	5,4	14,00	2,6	13,75	
Réel	10,4 (g)	19,44	31,1	13,45	10,4	16,00	6,9	17,87	2,6	13,58	

Gaz (b)	Alberta Natural Gas (000 000$)	(%)	Foothills (000 000$)	(%)	TQM (000 000$)	(%)	TransCanada (000 000$)	(%)	Westcoast (000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	2,1	8,0	69,9	39,1	51,1	70,6	325,3	35,6	90,0	32,7	538,4
Amortissement	2,2	8,4	35,9	20,1	13,3	18,4	95,1	10,4	30,0	10,9	176,5
Exploitation et entretien	18,6	71,3	42,6	23,8	6,1	8,4	320,3	35,0	84,3	30,6	471,9
Taxes	3,2	2,3	30,5	17,0	1,9	2,6	173,3	19,0	71,2	25,8	280,1
Total	26,1	100,0	178,9	100,0	72,4	100,0	914,0	100,0	275,5	100,0	1 466,9
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	10,2	65,0	421,6	60,4	287,0	75,0	1 399,5	54,5	449,4	54,9	2 567,7
Actions privilégiées	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	343,9	13,4	33,2	4,1	377,1
Impôts reportés	0,0	0,0	118,1	16,9	0,0	0,0	75,9	3,0	75,5	9,2	269,5
Actions ordinaires	5,5	35,0	157,8	22,6	95,7	25,0	747,2	29,1	259,8	31,8	1 266,0
Total	15,7	100,0	697,5	100,0	382,7	100,0	2 566,5 (e)	100,0	817,9 (e)	100,0	4 480,3
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (f)	s/o	22,5	14,25	13,2	13,75	109,5	14,65 (h)	35,7	13,75	
Réel	1,1	19,56	22,5	14,25	56,0	14,63	109,5	14,65	117,4	14,35	

a - D'après des estimations préliminaires.

b - Le nom complet des sociétés est indiqué à la rubrique Sociés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie.

c - Redressée afin de montrer les impôts reportés comme source de fonds.

d - Sans object puisque la société est financée à titre d'entreprise en coparticipation.

e - Ne comprend pas les travaux de construction en cours.

f - Sans objet puisque la société est réglementée en fonction des plaintes.

g - Avant intérêt et impôt sur le revenu.

h - Taux demandé; société exigeant des droits provisoires.

Personnel cadre de l'Office[1]

Bureau du directeur exécutif
Robin D. Glass, Directeur exécutif

Direction des finances et de l'administration
Wayne Ganim, Directeur

Direction du personnel
Jim Thompson. Directeur

Direction de la planification et de la révision
Claire M.M. Scott, Directrice

Direction de la technologie informatique
Don Emmens, Directeur

Direction générale de la réglementation énergétique
Peter L. Miles, Directeur général

Direction de l'économique
Mark D. Segal, Directeur

Direction des approvisionnements énergétiques
W. Alan Hiles, Directeur[2]

Direction de l'électricité
Alex N. Karas, Directeur

Direction du pétrole et du gaz
Ross M. White, Directeur

Direction générale de la réglementation des pipelines
John S. Klenavic, Directeur général

Direction de l'environnement[3]
Peter A. Carr, Directeur

Direction du génie pipelinier[3]
Ed L.M. Gordon, Directeur

Direction de la réglementation financière
Henry K. Pau, Directeur

Direction du contentieux
Sandra K. Fraser, Conseillère juridique

Bureau de la Secrétaire
Louise Meagher, Secrétaire

---

1 Au 31 décembre 1988
2 A pris sa retraite en février 1989
3 Les directions ont changé de nom le 1er février 1989